

**АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД
СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НЕФТЕЮГАНСКА
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ
НА ПЕРИОД 2019-2033 ГОДЫ**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
МАСТЕР-ПЛАН**

**г. Санкт-Петербург
2018 год**

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ	4
СПИСОК ТАБЛИЦ	7
1. Общие положения	9
2. Варианты переключения котельных Юго-Западная и СУ-62 на ЦК-1	10
2.1. Оценка технической возможности переключения	11
2.2. Этапы переключения	22
2.3. Оценка экономической целесообразности переключений	26
2.4. Альтернативный вариант строительства новой ПНС	28
2.5. Общий вывод по переключению Юго-Западной зоны теплоснабжения на ЦК-1	30
3. Варианты теплоснабжения планируемой застройки микрорайонов 17 и 17А	31
3.1. Существующее положение	31
3.2. Вариант теплоснабжения от ЦК-1 (Вариант 1)	39
3.3. Вариант строительства нового источника (ЦК-3)	74
3.4. Сравнение капитальных вложений по Вариантам	86
4. Эффективность применения генерации электрической энергии на собственные нужды	90
5. Программа перевода потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС электрической энергии на собственные нужды	98
5.1. Маркетинговое исследование рынка ИТП, комплектующих для ИТП	101
5.1.1. Типы теплообменных аппаратов и особенности их выбора и эксплуатации	101
5.1.1.1. Пластинчатые разборные теплообменные аппараты	101
5.1.1.2. Пластинчатые паяные теплообменные аппараты	104
5.1.1.3. Пластинчатый моноблок: плюсы и минусы	106
5.1.1.4. Определение запаса теплообменной поверхности и продолжительности межпромывочного периода пластинчатого водонагревателя для ГВС	111
5.1.1.5. Кожухотрубные подогреватели	112
5.1.1.6. Теплообменные аппараты типа ТТАИ и специфические особенности индивидуальных тепловых пунктов, созданных на их основе	125
5.1.1.7. Винтовые подогреватели	127
5.1.1.8. Сравнение пластинчатых и кожухотрубных теплообменных аппаратов	129
5.1.1.9. Общие выводы по разделу 5.1	138
5.1.2. Обеспечение безнакипной работы теплообменных аппаратов	139
5.1.2.1. Об эффективности работы пластинчатых теплообменников, оборудованных акустическими противонакипными устройствами	139

5.1.2.2.	О влиянии загрязнений и конструктивных особенностей пластинчатых теплообменников на коэффициент теплопередачи. Опыт эксплуатации и борьбы с загрязнениями теплообменников в ООО «Нижегородтеплогаз»	145
5.2.	Целесообразность комплексной реконструкции ИТП с переводом потребителей на независимую схему	157
5.3.	Рекомендации по выбору теплообменных аппаратов.....	159
5.4.	Краткая характеристика системы холодного водоснабжения г. Нефтеюганска	160
5.5.	Укрупненная оценка удельных капитальных вложений на оборудование ИТП	165
Приложение 1		177

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 1 – Зоны действия котельных ЦК-1, Юго-Западная и СУ-62	10
Рисунок 2 – Планируемая перемычка на тепловых сетях ЦК-1 и Юго-Западной котельной	11
Рисунок 3 – Планируемая перемычка на тепловых сетях котельных Юго-Западная и СУ-62	12
Рисунок 4 – Схема подключения ПНС ЮЗК.....	14
Рисунок 5 – Путь построения пьезометрического графика от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя Юго-Западной котельной	15
Рисунок 6 – Пьезометрический график от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя Юго-Западной котельной.....	17
Рисунок 7 – Путь построения пьезометрического графика от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя через ПНС ЮЗК.....	17
Рисунок 8 – Пьезометрический график от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя через ПНС ЮЗК ..	18
Рисунок 9 – График остывания теплоносителя в подающем трубопроводе	19
Рисунок 10 – График остывания теплоносителя в подающем трубопроводе (переключение только потребителей ЮЗК)	23
Рисунок 11 – Пьезометрический график от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя (без СУ-62).....	24
Рисунок 12 – Пьезометрический график от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя через ПНС ЮЗК (Без СУ-62).....	25
Рисунок 13 – Себестоимость тепловой энергии в зоне действия источников.....	27
Рисунок 14 – Место размещения новой ПНС на сети ЦК-1 – Юго-западная котельная.....	28
Рисунок 15 – Пьезометрический график от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя через Новую ПНС	29
Рисунок 16 – Зона действия котельной ЦК-1 (Существующее положение)	32
Рисунок 17 – Путь для построения пьезометрического графика участка от ЦК-1 до конечной камеры ТК15 на входе в 17 мкр.....	34
Рисунок 18 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК-15 (Существующее положение).....	35
Рисунок 19 – Баланс тепловой мощности ЦК-1 на период Схемы	41
Рисунок 20 – Баланс тепловой мощности ЦК-2 на период Схемы	42
Рисунок 21 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК-15 (2019 год, 1-й этап).....	49
Рисунок 22 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК-15 (2019 год, 2-й этап).....	50
Рисунок 23 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК17 мкр проект 19 (без проведения мероприятий на 2028 год)	66
Рисунок 24 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК17 мкр проект 19 (после проведения мероприятий на 2028 год)	67
Рисунок 25 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК17 мкр проект 19 (без проведения мероприятий на 2033 год)	70
Рисунок 26 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК17 мкр проект 19 (после проведения мероприятий на 2033 год)	71
Рисунок 27 – Зона действия нового источника теплоснабжения в 17-м микрорайоне.....	74
Рисунок 28 – Баланс тепловой мощности ЦК-1 на период Схемы	75
Рисунок 29 – Баланс тепловой мощности ЦК-3 на период разработки Схемы теплоснабжения	76

Рисунок 30 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК-1-15мкр (после проведения мероприятий на 2028 год).....	83
Рисунок 31 – Пьезометрический график участка от Новой котельной в 17-м микрорайоне до потребителя «Школа» (после подключения перспективы на 2028 год).....	84
Рисунок 32 – Капитальные затраты по Варианту 1.....	88
Рисунок 33 – Капитальные затраты по Варианту 2.....	88
Рисунок 34 – Стоимость эквивалента энергии.....	91
Рисунок 35 – Соотношение себестоимости производства эквивалента энергии.....	92
Рисунок 36 – Соотношение топливной составляющей электроэнергии.....	93
Рисунок 37 – Соотношения тепловой и электрической мощности для различного генерирующего оборудования в зависимости от электрического КПД.....	94
Рисунок 38 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГПА.....	96
Рисунок 39 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГТУ.....	97
Рисунок 40 - Моноблок для двухступенчатой системы ГВС.....	109
Рисунок 41 - Эскиз конструкции ТА.....	115
Рисунок 42 - Трубчатый ТО с корпусом в виде параллелепипеда.....	117
Рисунок 43 - Рекомендуемый расход греющей воды.....	118
Рисунок 44 - Рекомендуемый расход греющей воды.....	118
Рисунок 45 - Диапазон тепловых потоков.....	119
Рисунок 46 - Теплообменники ВВПИ в котельной МУП "Теплосервис".....	121
Рисунок 47 - Элементы схемы ИТП на базе кожухотрубных теплообменных аппаратов.....	123
Рисунок 48 - Технологическая схема ИТП.....	124
Рисунок 49 - Схема движения теплоносителей.....	127
Рисунок 50 - Расположение ИТП.....	131
Рисунок 51 - Сопоставимые характеристики теплообменных аппаратов.....	137
Рисунок 52 - Сопоставимые характеристики теплообменных аппаратов.....	138
Рисунок 53 - Характерные графики изменения разницы температур сетевой воды ΔT в наблюдаемых тепловых пунктах.....	142
Рисунок 54 - Графики изменения расхода сетевой воды в одном комплексе ТП.....	143
Рисунок 55 - Графики изменения расхода сетевой воды в одном комплексе ТП.....	143
Рисунок 56 - Зависимость относительного коэффициента теплопередачи загрязненного ПТО от толщины слоя накипи.....	146
Рисунок 57 - Образец отложений, извлеченный из пластинчатого теплообменника (г. Сергач).....	149
Рисунок 58 - Образец слоя железноокисных отложений на пластине (г. Дзержинск).....	149
Рисунок 59 - Динамика изменения прозрачности (по шрифту, см) сетевой воды в котельной № 23 г. Дзержинска в отопительном сезоне 2003-2004 гг.	152
Рисунок 60 - Установка для химической промывки теплообменников.....	154
Рисунок 61 - Схема установки фильтра.....	155
Рисунок 62 - Принципиальная схема ТП с закрытой системой горячего водоснабжения и независимой схемой присоединения системы отопления.....	158
Рисунок 63 - Сравнение удельной стоимости ИТП.....	166
Рисунок 64 - Принятые цены на реконструкцию оборудования ИТП.....	172

<i>Рисунок 65 – План реализации программы перевода потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС.....</i>	<i>175</i>
---	------------

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Исходные данные для расчета переключения.....	13
Таблица 2 – ТЭП ПНС ЮЗК.....	19
Таблица 3 – Мероприятия по переключению нагрузок юго-западного направления (ЮЗК и СУ-62).....	21
Таблица 4 – Структура себестоимости тепловой энергии в рассматриваемой зоне	27
Таблица 5 – Результаты гидравлического расчета участка от ЦК-1 до ТК-15 (Существующее положение)	37
Таблица 6 – Состав оборудования ЦК-1 на период Схемы теплоснабжения.....	40
Таблица 7 – Состав оборудования ЦК-2 на период Схемы теплоснабжения.....	42
Таблица 8 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки ЦК-1 на период Схемы теплоснабжения	43
Таблица 9 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки ЦК-2 на период Схемы теплоснабжения	45
Таблица 10 – Результаты гидравлического расчета участка от ЦК-1 до ТК-15 (2019 год, 1-й этап).....	51
Таблица 11 – Результаты гидравлического расчета участка от ЦК-1 до ТК-15 (2019 год, 2-й этап).....	52
Таблица 12 – Состав первоочередных инвариантных мероприятий по группе 1 для обеспечения качественного теплоснабжения микр-на 17.....	55
Таблица 13 – Состав инвариантных мероприятий по группе 2 для обеспечения качественного теплоснабжения микр-на 17.....	57
Таблица 14 – Состав мероприятий по группе 2 для обеспечения качественного теплоснабжения микр-на 17 по варианту 1.....	60
Таблица 15 – Состав мероприятий по группе 3 для обеспечения качественного теплоснабжения микр-на 17 по варианту 1.....	62
Таблица 16 – Состав мероприятий по группе 7 для обеспечения качественного теплоснабжения микр-на 17 по варианту 1.....	64
Таблица 17 – Результат гидравлического расчета участка от ЦК-1 до ТК17 мкр проект 19 (с учетом реализации мероприятий на 2028 год)	68
Таблица 18 – Результат гидравлического расчета участка от ЦК-1 до ТК17 мкр проект 19 (с учетом реализации мероприятий на 2033 год)	72
Таблица 19 – Состав оборудования Нового источника (ЦК-3).....	76
Таблица 20 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки ЦК-1 на период разработки Схемы теплоснабжения	77
Таблица 21 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Нового источника (ЦК-3) на период разработки Схемы теплоснабжения.....	79
Таблица 22 – Состав мероприятий по группе 2 для обеспечения качественного теплоснабжения мкр-на 17 по варианту 2.....	85
Таблица 23 – Сравнение капитальных вложений по Вариантам, млн. руб. без НДС на дату реализации	87
Таблица 24 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла и природного газа	90
Таблица 25 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе ГПА	95
Таблица 26 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе ГТУ.....	95
Таблица 27 - Данные для подбора теплообменников	110

Таблица 28 - Результаты сравнительного анализа теплообменников на нагрузку по отоплению 0,4184 Гкал/ч при расходе воды на ГВС 7,04 м ³ /ч.....	136
Таблица 29 - Результаты расчетов габаритных объемов теплообменных аппаратов разных типов, м ³ ...	136
Таблица 30 - Результаты расчетов поставщиков теплообменных аппаратов ГВС разных типов	136
Таблица 31 - Сравнение теплообменников по эксплуатационным требованиям	139
Таблица 32 - Комплекс мероприятий по повышению общей надежности и качества теплоснабжения и снижению загрязнения поверхностей нагрева ПТО отопления	153
Таблица 33 - Химреагенты комбинированного действия.....	155
Таблица 34 - Необходимый объем холодной воды для обеспечения потребителей горячим водоснабжением по закрытой схеме ГВС.....	161
Таблица 35 - Результаты лабораторного исследования качества питьевой воды по органолептическим и химическим показателям систем централизованного питьевого водоснабжения.....	163
Таблица 36 - Перечень домов, подлежащих сносу, в рамках государственной программы Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Обеспечение доступным и комфортным жильем жителей Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в 2014-2020 годах»	167
Таблица 37 - Принятые цены на реализацию мероприятий по реконструкции оборудования ИТП, в текущих ценах	173
Таблица 38 - Капитальные вложения в реализацию мероприятий по переводу потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС, тыс. руб. (в текущих ценах без НДС)	175
Таблица 39 - Адресная программа перевода потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС	178

1. Общие положения

Мастер-план является дополнительной главой обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения, не входящей в обязательные требования Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Задача настоящего Мастер-плана состояла в обосновании выбора наилучших вариантов:

- Переключения Юго-Западного теплового района на ЦК-1;
- Обеспечения теплоснабжения перспективной застройки микрорайонов 17 и 17А – как наиболее удаленных от существующих источников тепловой энергии.

А также:

- Рассмотрения эффективности собственной генерации на котельных;
- Оценки объемов мероприятий по реконструкции и строительству теплопринимающих установок потребителей при переходе на закрытую схему ГВС.

Наиболее целесообразные мероприятия, из рассматриваемых в настоящем мастер-плане будут включены в главу 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» и главу 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

2. Варианты переключения котельных Юго-Западная и СУ-62 на ЦК-1

Необходимость рассмотрения возможности переключения котельных Юго-западная и СУ-62 на ЦК-1 вызвана вероятным прекращением деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз» деятельности по теплоснабжению на территории г. Нефтеюганска. Теплоснабжение не является профильным видом деятельности организации и за 2016 год принесло убыток. Отказ эксплуатации системы теплоснабжения, образованной на базе котельной Юго-западная, для ООО «РН-Юганскнефтегаз» выглядит логичным способом снижения издержек. В случае вывода из эксплуатации одного из источников тепловой энергии Администрация муниципального образования обязана обеспечить теплоснабжение потребителей, например, переключив зону теплоснабжения на источник тепловой энергии другой ТСО. Зона теплоснабжения котельной Юго-Западная расположена в непосредственной близости от зон теплоснабжения котельных ЦК-1 и СУ-62. При этом если на котельной СУ-62 отсутствуют резервы мощности, позволяющие осуществить переключение нагрузки котельной Юго-Западная, то на ЦК-1 резервы тепловой мощности достаточны для покрытия как нагрузок котельной Юго-западная, так и СУ-62.

Рассматриваемые зоны деятельности котельных приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Зоны действия котельных ЦК-1, Юго-Западная и СУ-62

Оценка переключения нагрузок котельных Юго-Западная и СУ-62 включает в себя две задачи:

- Оценку технической возможности переключения указанных зон на ЦК-1 и разработка мероприятий, необходимых для такого переключения;
- Оценку экономической целесообразности рассматриваемого переключения.

2.1. Оценка технической возможности переключения

Для осуществления переключения зоны Юго-Западной котельной на ЦК-1 необходимо строительство перемычки между сетями двух источников. Перемычку планируется выполнить между тепловыми камерами «МК-Юг-Зап» и «МК-Ю-1» тепловых сетей ЦК-1 и котельной Юго-Западная соответственно. Длина перемычки составит 56,8 м. Диаметр перемычки определен по результатам гидравлического расчета на электронной модели – 2Ду400 мм.

Планируемая перемычка представлена на рисунке 2.

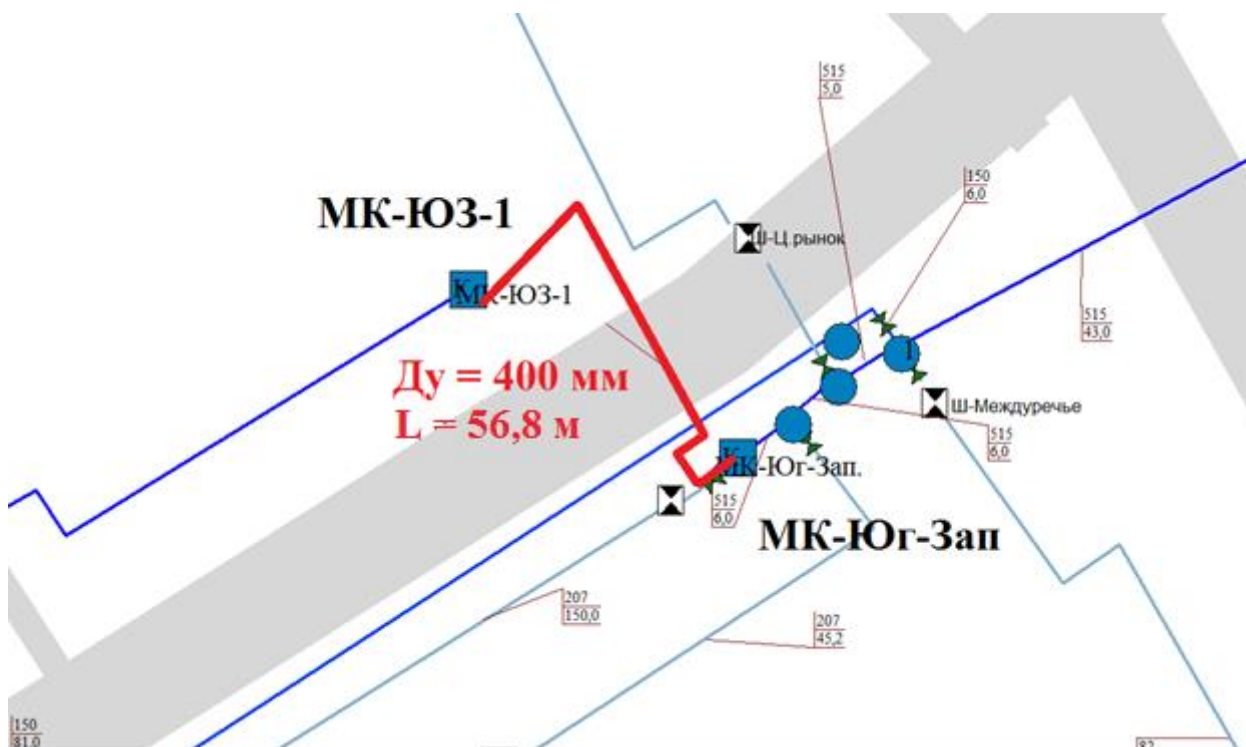


Рисунок 2 – Планируемая перемычка на тепловых сетях ЦК-1 и Юго-Западной котельной

Для переключения нагрузок котельной СУ-62 с последующим выводом источника из эксплуатации необходимо строительство перемычки между «МК-Ю3-12» и «СУ-62-7» тепловых сетей котельных Юго-Западная и СУ-62 соответственно. Длина перемычки составит 207,5 м. Диаметр перемычки определен по результатам гидравлического расчета на электронной модели – 2Ду200 мм.

Планируемая перемычка представлена на рисунке 3.

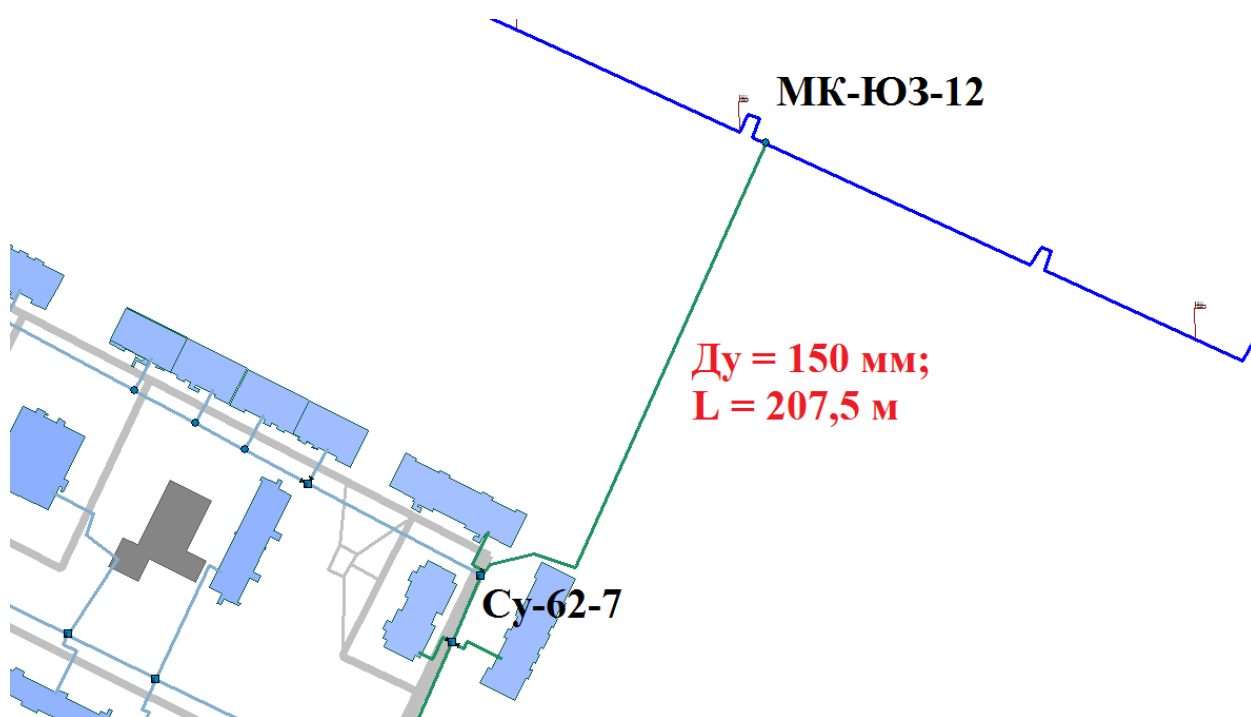


Рисунок 3 – Планируемая перемычка на тепловых сетях котельных Юго-Западная и СУ-62

Исходные данные для расчета планируемого переключения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета переключения

№ п/п	Наименование	Ед. Изм.	До переключения			После переключения
			ЦК-1	Су-62	Юго- Западная	ЦК-1
1	Установленная мощность	Гкал/ч	490,0	7,2	42,8	490,0
2	Подключенная нагрузка (фактическая)	Гкал/ч	209,3	2,5	15,9	227,7
3	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	11,8	0,2	3,4	15,3
4	Резерв мощности "нетто"	Гкал/ч	263,4	4,4	23,0	241,4
5	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	833064,0	8132	50421,0	891616,7
6	Потери в тепловых сетях	Гкал	80995,0	1043	8844,0	90881,7
7	Полезный отпуск	Гкал	752069,0	7089	41577,0	800735,0
8	УРУТ на ОТЭ	кг у.т./Гкал	162,7	167	195,2	162,7
9	УРЭЭ на ОТЭ	кВт*ч/Гкал	32,6	38	44,6	32,6
10	Длина тепловых сетей	п. Км	114,0	2	6,9	123,3
11	Материальная характеристика	м2	16251,9	240	3236,2	19728,3
12	Плотность нагрузок в зоне котельной	(Гкал/ч)га	0,40	0,14	0,12	0,12

Путь построения пьезометрического графика от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя Юго-Западной котельной представлен на рисунке 5.

Пьезометрический график от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя Юго-Западной котельной представлен на рисунке 6.

Как видно из рисунка 6, располагаемый напор у конечного потребителя не превышает 1,0 м, что недостаточно для нормальной циркуляции на магистрали длиной более 7,8 км.

Недостаток циркуляции приведет к недопустимому остыванию сетевой воды в подающем трубопроводе до потребителя.

Для увеличения располагаемого напора на магистрали нужна дополнительная насосная. Для целей увеличения располагаемого напора в тепловых сетях рекомендуется рассмотреть возможность использования группы насосов котельной Юго-Западная (далее ПНС ЮЗК).

Путь построения пьезометрического графика от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя через ПНС ЮЗК представлен на рисунке 7.

Пьезометрический график от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя через ПНС ЮЗК представлен на рисунке 8.

Напор, создаваемый ПНС ЮЗК в обратном трубопроводе, должен составить 10,0 м. Располагаемый напор на наиболее удаленном потребителе рассматриваемой зоны превысит 8,0 м. Такой напор достаточен для обеспечения нормальной циркуляции.

Для организации ПНС ЮЗК требуется строительство участка обратного трубопровода. Схема дополнительного участка приведена на рисунке 4.

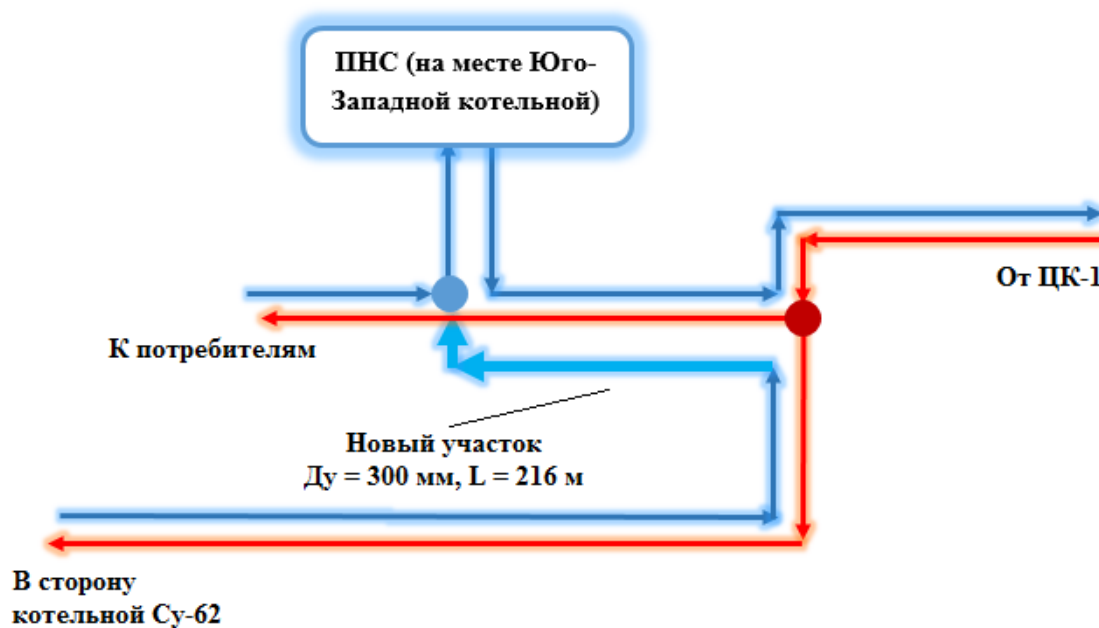


Рисунок 4 – Схема подключения ПНС ЮЗК

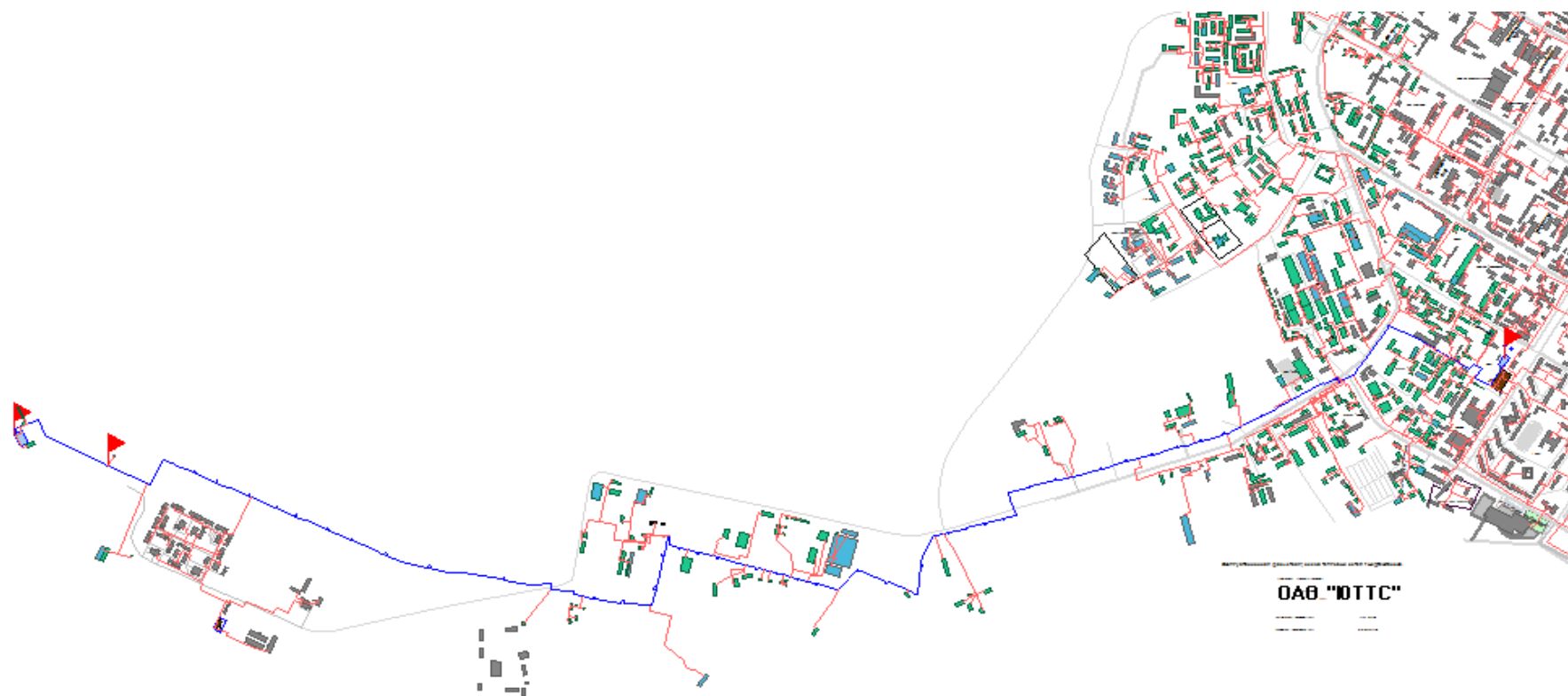


Рисунок 5 – Путь построения пьезометрического графика от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя Юго-Западной котельной

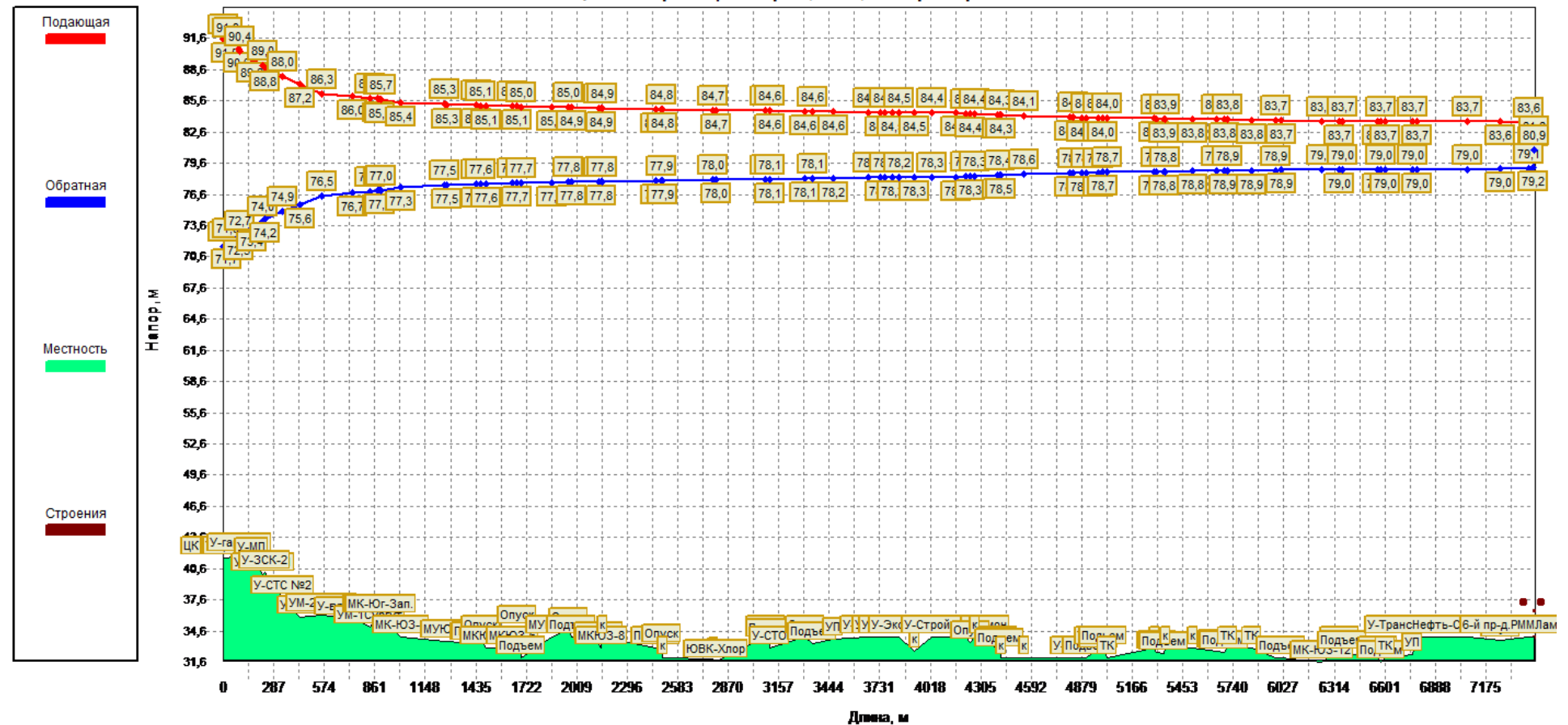
[illegible]

Рисунок 6 – Пьезометрический график от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя Юго-Западной котельной

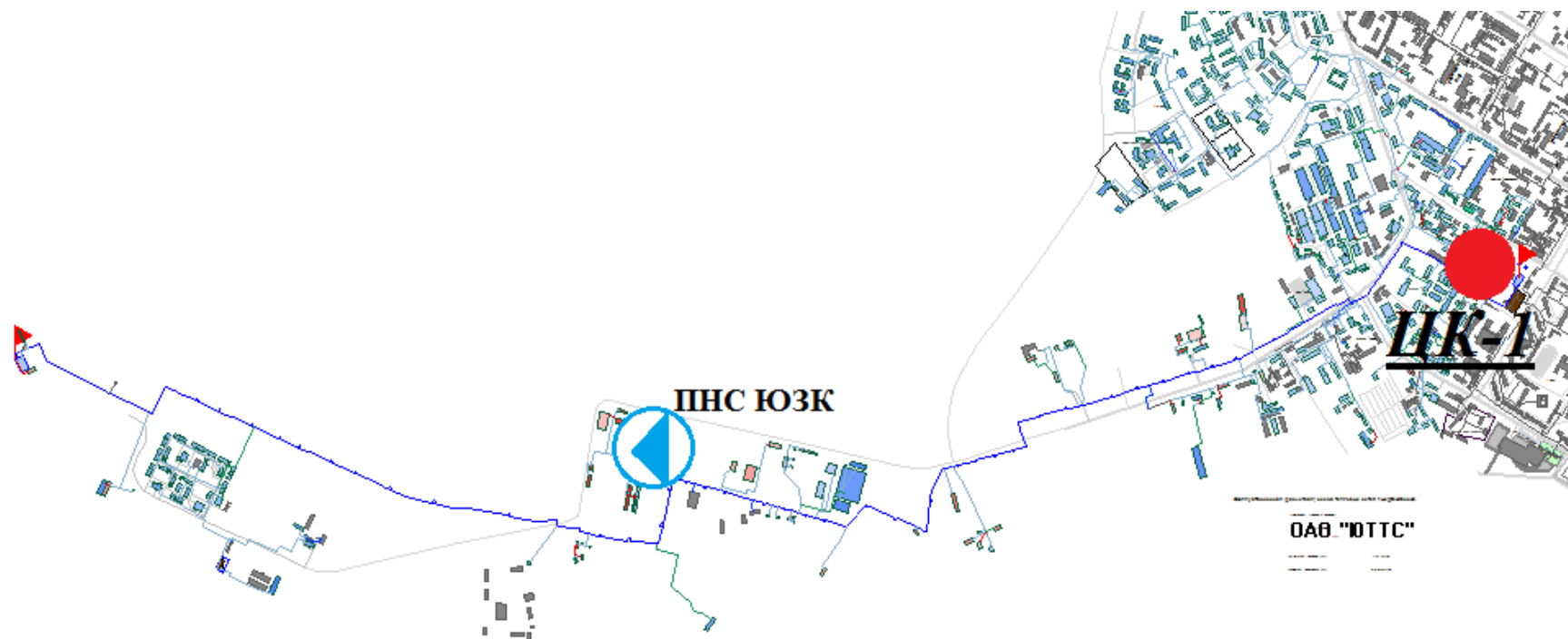


Рисунок 7 – Путь построения пьезометрического графика от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя через ПНС ЮЗК

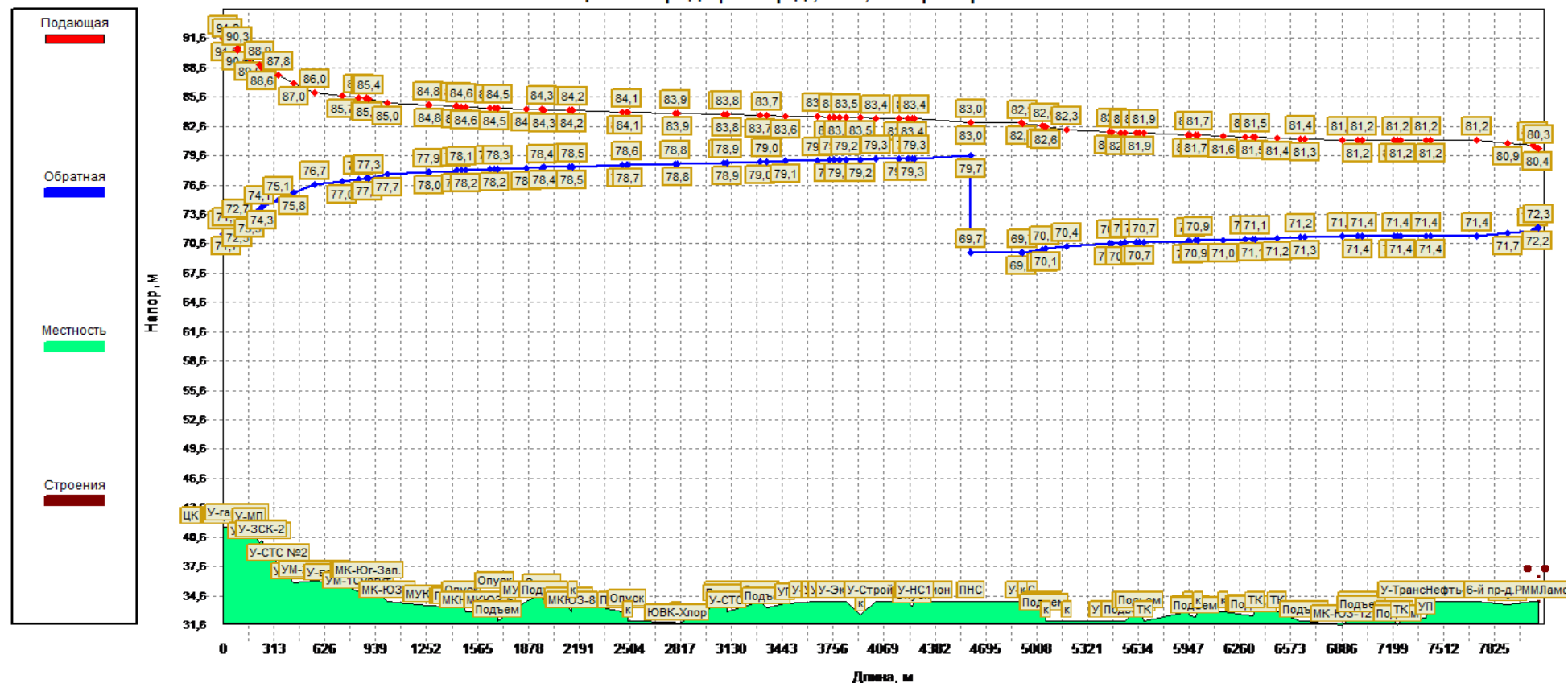
[illegible]

Рисунок 8 – Пьезометрический график от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя через ПНС ЮЗК

График остывания теплоносителя в подающем трубопроводе при расчетной температуре наружного воздуха ($-43\text{ }^{\circ}\text{C}$) представлен на рисунке 9.

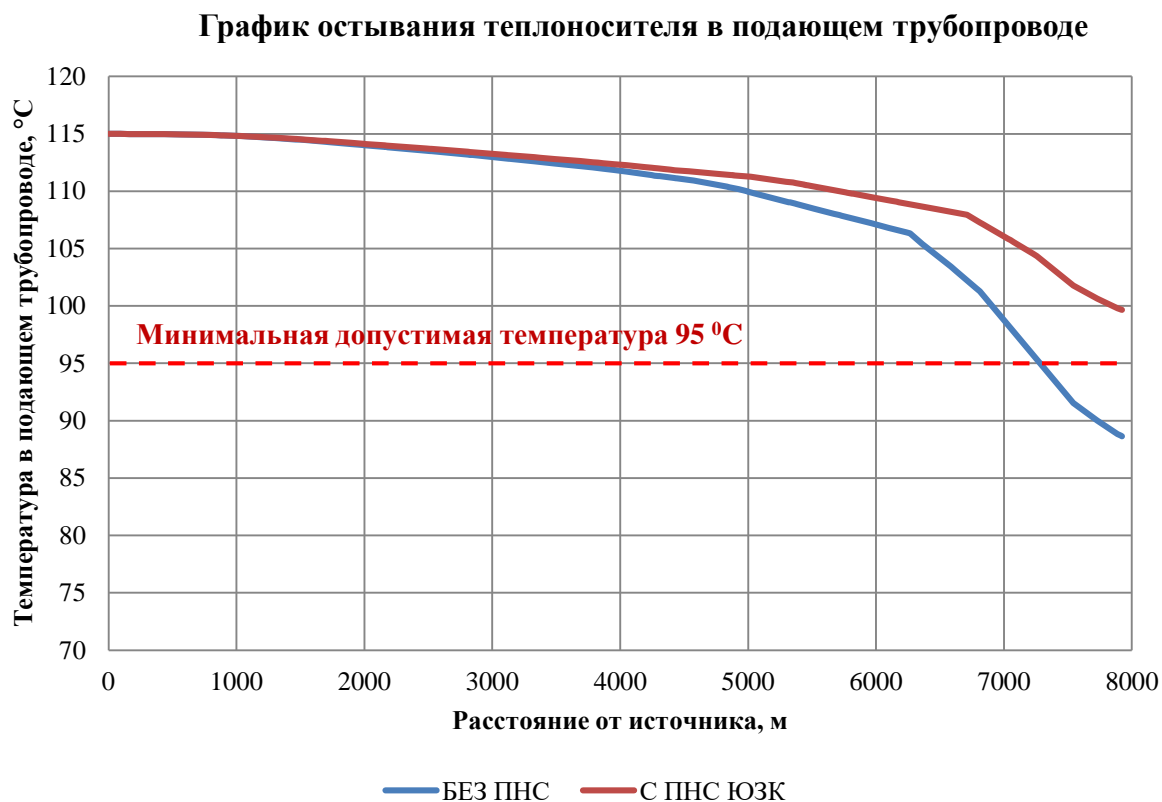


Рисунок 9 – График остывания теплоносителя в подающем трубопроводе

Как видно из рисунка 9, расчетная температура теплоносителя в подающей магистрали без ПНС составит $88,7\text{ }^{\circ}\text{C}$, что недостаточно для качественного теплоснабжения наиболее отдаленных потребителей.

Использование ПНС ЮЗК позволяет увеличить циркуляцию в рассматриваемой тепловой сети и поднять расчетную температуру теплоносителя в подающей магистрали до $99,7\text{ }^{\circ}\text{C}$, что достаточно для качественного теплоснабжения потребителей с безэлеваторной схемой подключения.

Расход теплоносителя через ПНС ЮЗК составит $227,0\text{ т/ч}$. Годовое электропотребление насосной составит $110,6\text{ тыс. кВт*ч}$. Технико-экономические показатели ПНС ЮЗК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – ТЭП ПНС ЮЗК

№ п/п	Наименование	Ед. Изм.	ПНС ЮЗК
1	Расход теплоносителя	т/ч	227,0
2	Напор	м	10,0
3	КПД электродвигателя	%	85,0%
4	КПД насоса	%	45,0%
5	Коэффициент технического состояния насоса	о.е.	0,9
6	Продолжительность работы	сут	257,0
7	Расход электроэнергии на перекачку теплоносителя	тыс. кВт*ч	110,6

Суммарные затраты на строительство перемычек составит 8,34 млн. руб. в текущих ценах. Затраты на строительство приведены в таблице 3.

Предполагается использование существующей группы насосов Юго-Западной котельной в качестве ПНС ЮЗК. В случае невозможности использования существующих насосов по каким-либо причинам, затраты на строительство Новой ПНС оцениваются в 10,0 млн. руб. Приведенные затраты являются ориентировочными. Окончательная стоимость должна быть определена на основании проектно-изыскательских работ.

Таблица 3 – Мероприятия по переключению нагрузок юго-западного направления (ЮЗК и СУ-62)

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации и ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
1	Строительство перемычки Между ЦК-1 и Юго-Западной котельной	ЦК-1	56,8	Бесканальная	3,7	2019	2019	0,259	2,407	1,037
2	Строительство перемычки между ЦК-1 и котельной Су-62	ЦК-1	207,5	Бесканальная	4,64	2019	2019	0,325	3,017	1,299
3	Строительство участка обратного трубопровода до новой ПНС ЮЗК	ЦК-1	216	Надземная	6,26	2019	2019	0,438	4,071	1,754
4	Строительство ПНС ЮЗК	ЦК-1	-	-	10	2019	2019	0,7	6,5	2,8
Итого					24,6			1,722	15,995	6,89

Примечание: * - строительство ПНС ЮЗК планируется в случае невозможности использования группы существующих насосов ЮЗК на обратном трубопроводе.

Выводы:

- Переключение нагрузок с котельных Юго-Западная и СУ-62 возможно только с использованием насосной на месте Юго-Западной котельной;
- Переключение нагрузок без использования ПНС невозможно, т.к. располагаемый напор и температура в подающем трубопроводе у наиболее отдаленного потребителя не будут соответствовать минимально допустимым для качественного и надежного теплоснабжения;
- Для переключения нагрузок требуется строительство 2-х перемычек (2Ду400 – 56,8 м, 2Ду150 – 207,5 м), стоимость строительства которых составляет 8,34 млн. руб.

2.2. Этапы переключения

Переключение может быть осуществлено в два этапа:

- Этап 1 – переключение на ЦК-1 только потребителей Юго-Западной котельной;
- Этап 2 – переключение на ЦК-1 потребителей котельной СУ-62.

На рисунке 10 представлен график остывания теплоносителя до самого удаленного потребителя котельной Юго-Западная с ПНС и без ПНС.

На рисунках 11 и 12 представлены пьезометрические графики до самого отдаленного потребителя котельной Юго Западная с ПНС и без. Путь построения пьезометрических графиков аналогичны изображенным на рисунке 7 и 5 соответственно.

График остывания теплоносителя в подающем трубопроводе

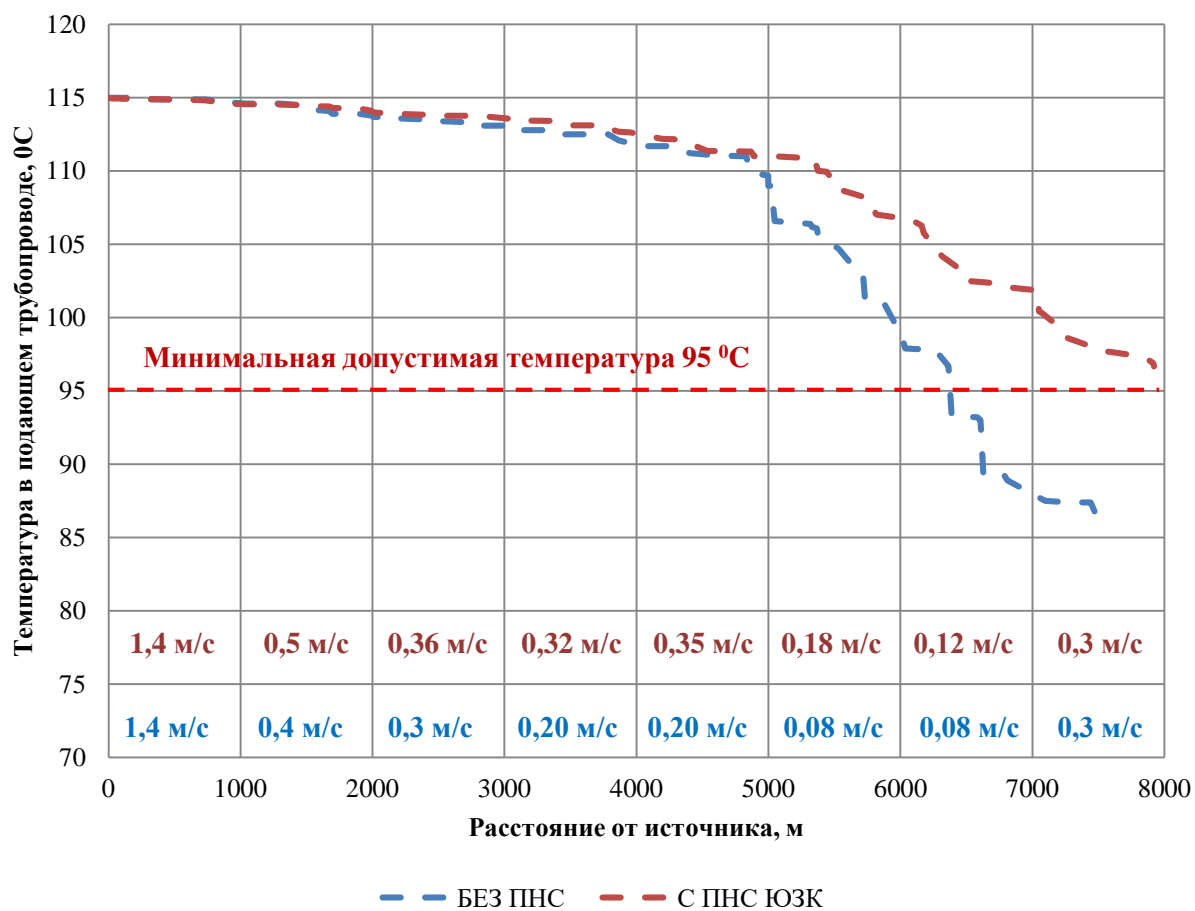
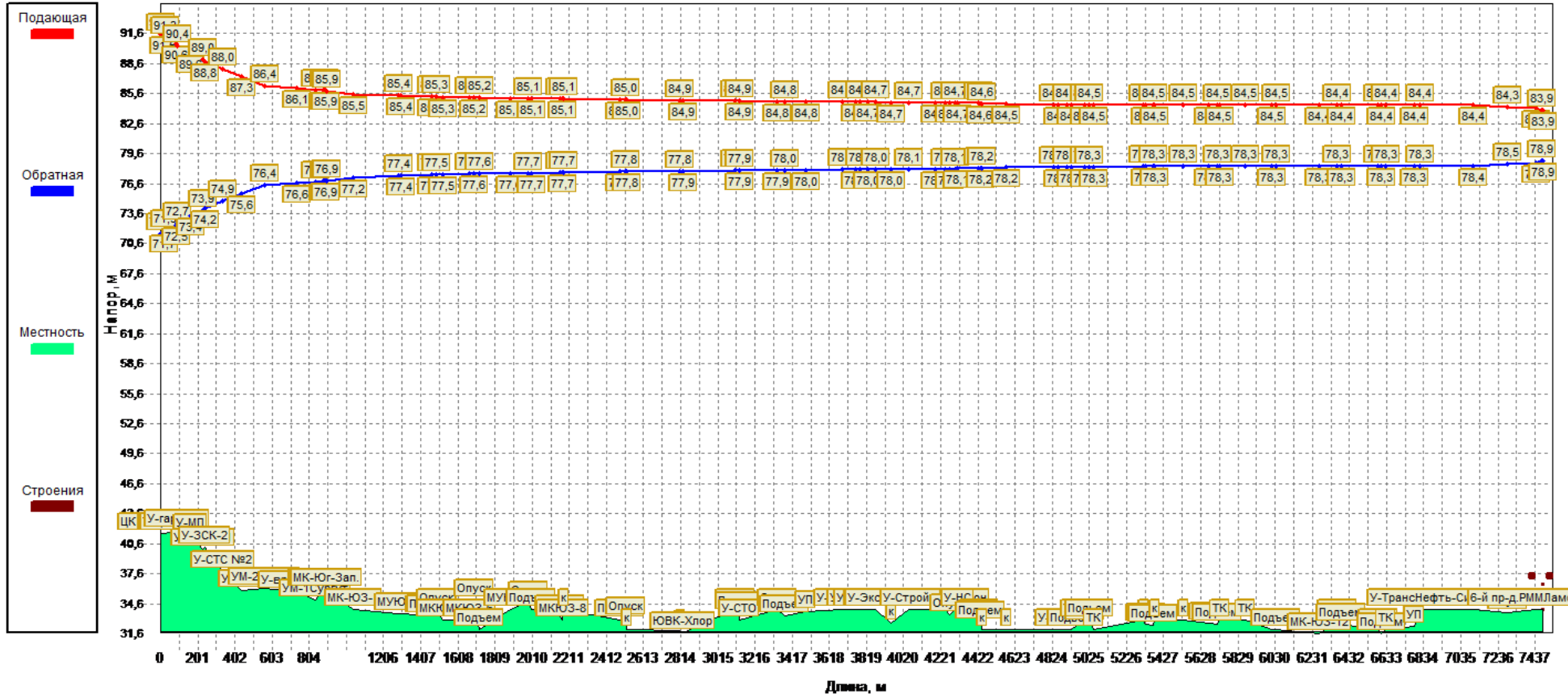


Рисунок 10 – График остывания теплоносителя в подающем трубопроводе (переключение только потребителей ЮЗК)

График падения напоров
ЦК1-2очередь | 6-й пр-д.,РММ,Ламор-Югра



Длина(под), м																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
---------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Рисунок 11 – Пьезометрический график от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя (без СУ-62)

[illegible]

Рисунок 12 – Пьезометрический график от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя через ПНС ЮЗК (Без СУ-62)

Как видно из рисунка 10, температура в подающем трубопроводе у наиболее отдаленного потребителя котельной Юго-Западная без ПНС составит 86,6 °С, что недостаточно для качественного и надежного теплоснабжения. При использовании обратной группы насосов на ПНС ЮЗК температура в подающем трубопроводе у наиболее отдаленного потребителя составит 96,7 °С, что соответствует нижней границе допустимой температуры. При этом температура в подающем трубопроводе данного потребителя при переключении нагрузок котельной СУ-62 составит 99,7 °С.

Вывод:

- Переключение нагрузок котельных СУ-62 и Юго-Западной может быть осуществлено поэтапно в случае организации насосной ПНС ЮЗК на первом этапе.
- Одновременное переключение нагрузок обеих котельных на ЦК-1 более предпочтительно, чем поэтапное переключение т.к. позволяет повысить температуру в подающем трубопроводе наиболее отдаленного потребителя до 99,7 °С без «паразитного» расхода теплоносителя.

2.3. Оценка экономической целесообразности переключений

Критерием оценки экономической целесообразности является себестоимость тепловой энергии до конечного потребителя в рассматриваемой зоне и котловой НВВ.

Для признания мероприятия целесообразным себестоимость тепловой энергии для конечного потребителя после переключения не должна быть выше, чем в настоящее время. Суммарная НВВ рассматриваемой зоны должна снизиться или сохраниться.

Для оценки существующего положения представим существующую себестоимость тепловой энергии в зоне каждого источника с разделением на производственную и транспортную составляющие. В производственной составляющей выделим топливную составляющую, электроэнергию и ФОТ. В транспортной составляющей затраты на компенсацию тепловых потерь, ФОТ, электроэнергию и амортизацию.

Структура себестоимости тепловой энергии (расчет выполнен на основании фактических показателей работы систем теплоснабжения в 2016 году) в зоне действия каждого источника представлена в таблице 4 и на рисунке 13.

Таблица 4 – Структура себестоимости тепловой энергии в рассматриваемой зоне

№ п/п	Структура себестоимости ТЭ	Ед. Изм.	До переключения			После переключения
			ЦК-1	СУ-62	Юго-Западная	ЦК-1 (только в переключаемой зоне)
1	Топливо	руб./Гкал	523,49	636,22	381,58	523,49
2	Электроэнергия	руб./Гкал	136,44	162,52	178,58	149,96
3	Холодная вода	руб./Гкал	85,12	77,80	16,84	0,00
4	ФОТ и отчисления на соц.нужды	руб./Гкал	54,75	785,09	1 037,68	0,00
5	Аренда имущества	руб./Гкал	14,46	26,33	160,64	93,49
6	Налог на имущество	руб./Гкал	1,83	1,72	0,00	0,86
7	Амортизация	руб./Гкал	14,76	13,84	0,00	6,92
8	Прочие	руб./Гкал	16,37	25,33	336,20	0,00
	Себестоимость тепловой энергии	руб./Гкал	847,22	1 728,84	2 111,52	774,71

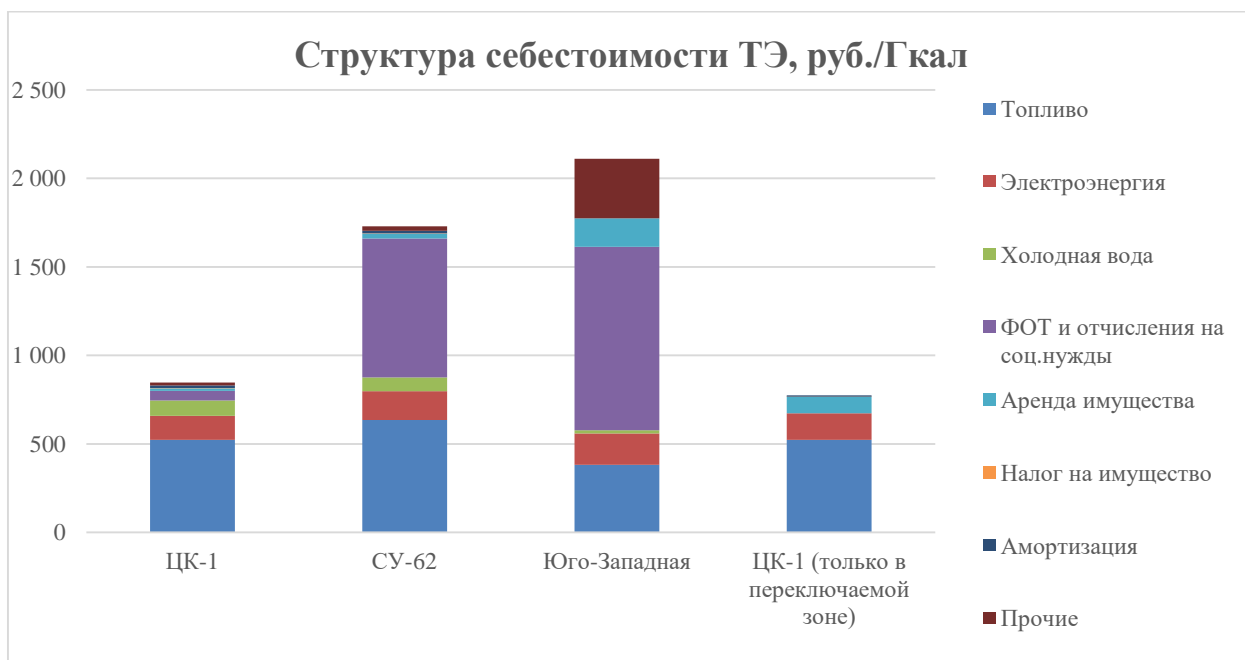


Рисунок 13 – Себестоимость тепловой энергии в зоне действия источников

Переключение дополнительных нагрузок на ЦК-1 приведет к увеличению расхода топлива и электроэнергии на перекачку теплоносителя. Кроме того, произойдет увеличение затрат на аренду имущества, налог на имущество и амортизацию (на величину, относимую на тепловые сети от котельных СУ-62 и Юго-Западная). Прочие составляющие себестоимости производства тепловой энергии на источнике и тепловых сетях не изменятся. Таким образом, себестоимость дополнительно вырабатываемой тепловой энергии будет равна 774,47 руб./Гкал, что значительно ниже себестоимости ТЭ от котельных СУ-62 и Юго-Западная. Переключение зоны котельных Юго-Западная и СУ-62 на ЦК-1 экономически целесообразно.

2.4. Альтернативный вариант строительства новой ПНС

Существующая площадка Юго-Западной котельной в наибольшей степени подходит для организации ПНС т.к. имеет как электроснабжение, так и существующие насосы.

Если использование существующей группы насосов ЮЗК по каким-либо причинам невозможно, следует рассматривать вариант размещения новой ПНС на тепловой сети ЦК-1 – Юго-западная котельная.

Предлагаемое место размещения новой ПНС представлено на рисунке 14.

Пьезометрический график через новую ПНС до наиболее удаленного потребителя представлен на рисунке 15.

Затраты на организацию новой ПНС укрупненно оценены в 10,0 млн. руб. Окончательная стоимость будет определена на основании проектно-изыскательских работ.

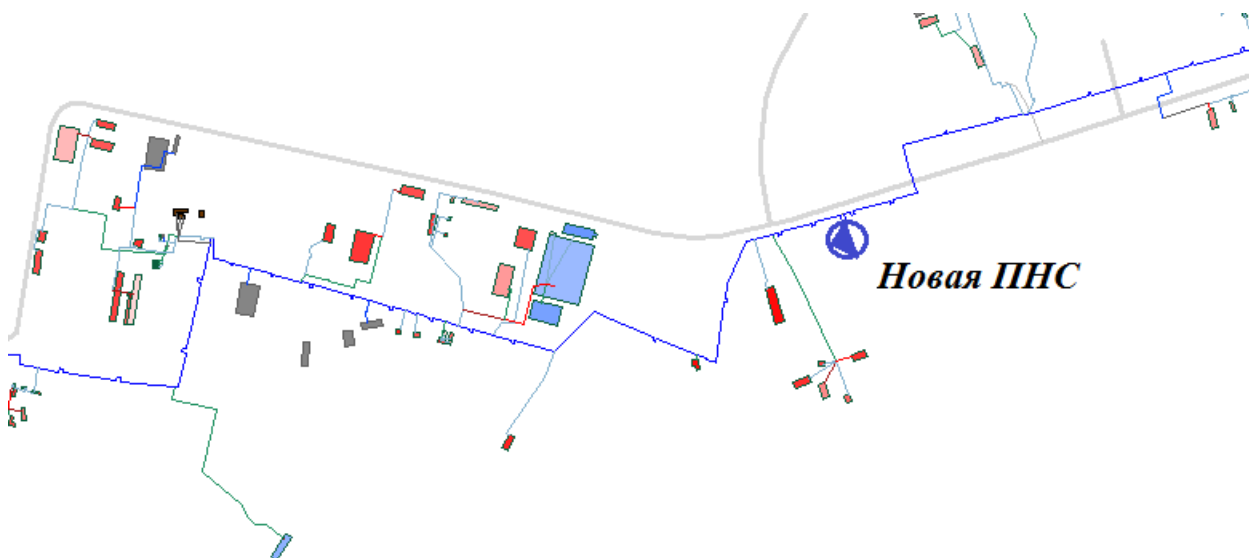


Рисунок 14 – Место размещения новой ПНС на сети ЦК-1 – Юго-западная котельная

График падения напоров
ЦК1-2очередь | 6-й пр-д.,РММ,Ламор-Югра

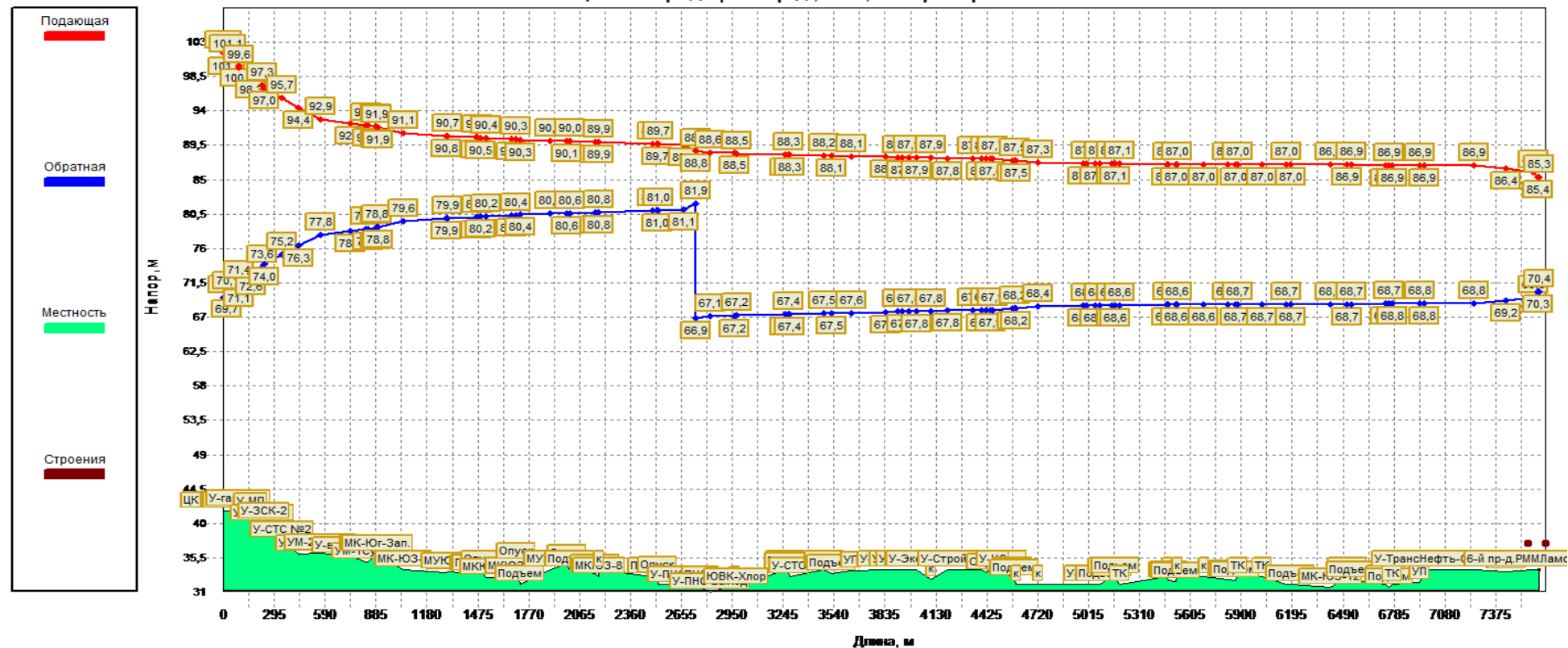


Рисунок 15 – Пьезометрический график от ЦК-1 до наиболее отдаленного потребителя через Новую ПНС

2.5. Общий вывод по переключению Юго-Западной зоны теплоснабжения на ЦК-1

Как было показано в предыдущих разделах, наиболее рациональным вариантом является переключение на ЦК-1 котельной Юго-Западной и СУ-62 одновременно. Необходимость одновременного переключения продиктована малой циркуляцией в сети ЮЗК без нагрузки потребителей СУ-62, и, как следствие, остыванием теплоносителя ниже 90 °С (в расчетном режиме), что недопустимо по условиям качества.

Переключение потребителей Юго-Западной зоны на ЦК-1 невозможно без организации промежуточной насосной. Такая насосная может быть организована с использованием оборудования существующей котельной Юго-Западная или построена на участке между ЦК-1 и Юго-Западной котельной. Последний вариант требует существенных затрат на капитальное строительство.

Муниципальной программой предусмотрено расселение района СУ-62 до 2023 года как ветхого жилья. Также фактически наблюдается постепенное отключение потребителей котельной Юго-Западная с переходом на индивидуальное теплоснабжение.

Согласно Главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» теплоснабжение существующих потребителей района СУ-62 прекратится до 2023 года в связи со сносом объектов. Мастер-планом предусматривается постепенный отказ от централизованного теплоснабжения в зоне Юго-Западной котельной в период 2020-2025 гг. После 2025 года централизованное теплоснабжение Юго-Западной зоны прекратится, а существующие и новые потребители будут обеспечены индивидуальным теплоснабжением (за счет потребителей).

Таким образом, рассматриваемые переключения должны планироваться как временные. В таких условиях строительство нового капитального объекта (новой ПНС) в рассматриваемой зоне следует рассматривать как нежелательный вариант.

3. Варианты теплоснабжения планируемой застройки микрорайонов 17 и 17А

Согласно Главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения», 68% от общего прироста тепловых нагрузок в зоне действия котельной ЦК-1 приходится на микрорайоны 17 и 17А. Суммарная нагрузка данных микрорайонов на расчетный период оценивается в 34,2 Гкал/ч. Учитывая значительное удаление рассматриваемых микрорайонов, целесообразно рассматривать 2 варианта их теплоснабжения:

- От существующей котельной КЦ-1;
- От новой котельной (ЦК-3).

3.1. Существующее положение

На сегодняшний день установленная мощность котельной ЦК-1 составляет 490 Гкал/ч при подключенной фактической нагрузке с учетом потерь в сетях 231,2 Гкал/ч. Существующая зона действия котельной ЦК-1 представлена на рисунке 16.

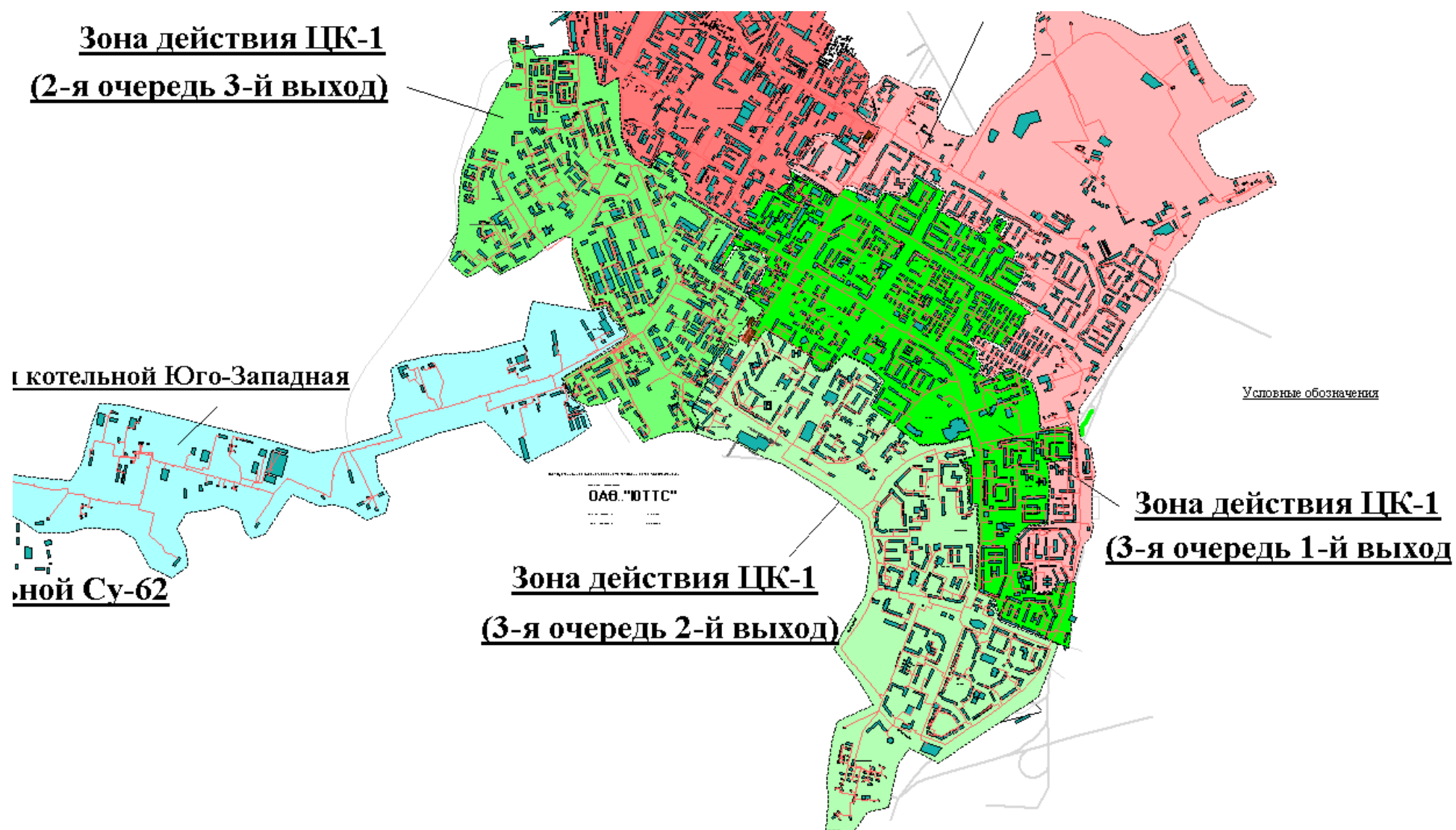


Рисунок 16 – Зона действия котельной ЦК-1 (Существующее положение)

В результате выполнения гидравлического расчета тепловых сетей от существующих котельных при расчетной температуре наружного воздуха и номинальных параметрах источников теплоснабжения были получены расчетные параметры теплоносителя в контрольных узлах и тепловых камерах, в том числе и в рассматриваемом микрорайоне.

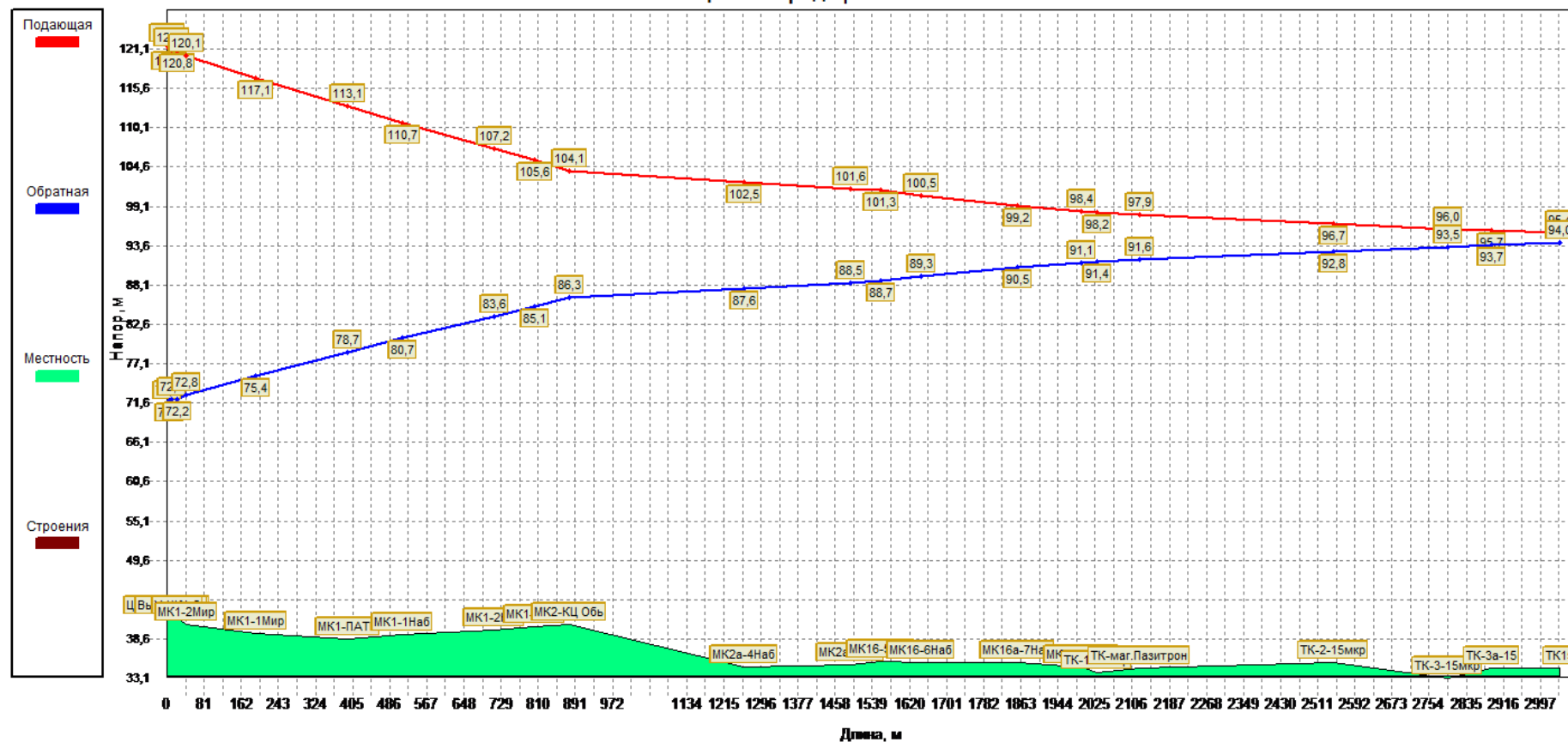
Рассматриваемый район теплоснабжения (микрорайоны 17 и 17А) находится на значительном удалении от источника теплоснабжения. Теплоноситель от ЦК-1 в данный микрорайон приходит с низкими параметрами, что подтверждается результатами гидравлического расчета (рисунок 18). Располагаемый напор в конечной тепловой камере составляет менее 1,5 м.



Рисунок 17 – Путь для построения пьезометрического графика участка от ЦК-1 до конечной камеры ТК15 на входе в 17 мкр

График падения напоров
ЦК1-Зочередь | ТК15

Распечатано: 05.12.2017



Длина(под), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	424,0	249,6	94,6	150,0
Длина(обр), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	424,0	249,6	94,6	150,0
Диаметр(под), мм	518	516	516	516	515	515	614	614	614	516	516	516	259	259	259	259	259
Диаметр(обр), мм	518	516	516	516	515	515	614	614	614	516	516	516	259	259	259	259	259
Расход(под), т/ч	2256,83	2256,83	2227,57	2168,21			2048,35	1665,62			1387,28	1322,53		147,63	144,34	144,34	131,55
Расход(обр), т/ч	2073,20	2073,20	2043,94	1984,70			1887,79	1537,57			1288,66	1230,07		143,92	140,63	140,63	131,55
Гидр. пот.(под), м	0,7	3,1	3,9	2,4	3,5	1,7	1,5	1,5	1,0	0,2	0,8	1,4	0,3	0,3	1,2	0,7	0,2
Гидр. пот.(обр), м	0,6	2,6	3,3	2,0	2,9	1,4	1,2	1,3	0,8	0,2	0,7	1,2	0,2	0,3	1,1	0,7	0,2

Рисунок 18 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК-15 (Существующее положение)

На пьезометрическом графике на рисунке 18 мы видим резкое сужение линий напора подающего и обратного трубопроводов в самом начале графика, а также практически полное схождение линий напоров в конечной точке. Сужение пьезометрического графика объясняется недостаточной пропускной способностью тепловых сетей.

В таблице 5 приведены численные значения потерь напора, удельных гидравлических потерь теплоносителя, значения располагаемого напора в конечном узле, фактические расходы и скорости теплоносителя на рассматриваемом участке. Анализируя полученные данные, можно увидеть, что на участках с 4 по 10 (строки 4 – 10 таблицы 5) наблюдаются высокие показатели удельных гидравлических потерь – 18 – 41,7 мм/м, тогда как допустимое значение не более 15 мм/м. Скорости теплоносителя на данных участках также завышены. Данный факт говорит о том, что пропускной способности тепловых сетей на данных участках недостаточно для транспортировки теплоносителя к потребителям тепловой энергии.

Кроме того, из результатов расчета видно, что располагаемый напор на конечной камере рассматриваемого участка равен 1,67 м, что говорит о недостаточности напора и низкой циркуляции теплоносителя, вследствие чего возникает падение температуры обратного трубопровода, а, следовательно, и температура внутри отапливаемых помещений.

В связи с вышесказанным, можно сделать вывод о необходимости модернизации существующей системы теплоснабжения в части обеспечения качественным и надежным теплоснабжением потребителей микрорайона №17. В микрорайонах 17 и 17А в перспективе планируется значительный прирост тепловой нагрузки, в связи с планируемым увеличением жилой и общественно-деловой застройки. Мастер-планом предлагается 2 варианта снабжения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей микрорайонов 17 и 17А.:

- Теплоснабжение существующих потребителей, а также перспективных потребителей микрорайонов 17 и 17А от существующей котельной ЦК-1 со строительством новых тепловых сетей и реконструкцией тепловых сетей с увеличением диаметров.
- Теплоснабжение перспективных потребителей от новой котельной в 17 микрорайоне

Таблица 5 – Результаты гидравлического расчета участка от ЦК-1 до ТК-15 (Существующее положение)

	Узел Начальный	Узел Конечный	Длин а, м	Диа м, мм, Под	Диа м, мм, Обр	Напор в конечн ом узле (абс.), м Под.	Напор в конечно м узле (абс.), м Обр.	Поте ри напо ра, м, Под.	Поте ри напо ра, м, Обр.	Удель ные потери , мм/м Под.	Удель ные потери , мм/м Обр.	Распол аг. напор в конеч. узле, м	Фактиче ский расход, т/ч Под.	Фактичес кий расход, т/ч Обр.	Скорос ть, м/с Под.	Скорос ть, м/с Обр.
1	ЦК1- Зочередь	У-К.1	4	796	796	126,1	71,9	0,47	0,37	116,4	92,3	54,16	5577,42	4966,64	3,19	2,84
2	У-К.1	Вых1.- Пр.3.	5	698	698	126	72,1	0,15	0,12	29,2	24,8	53,9	2348,65	2165,02	1,75	1,61
3	Вых1.-Пр.3.	У-ЦК1-2	13,6	698	698	125,8	72,2	0,18	0,15	13,3	11,3	53,56	2348,65	2165,02	1,75	1,61
4	У-ЦК1-2	МК1- 2Мир	18,4	518	518	125	72,9	0,77	0,65	41,7	35,5	52,14	2348,65	2165,02	3,18	2,93
5	МК1-2Мир	МК1- 1Мир	151	518	518	121,7	75,7	3,33	2,83	22	18,7	45,99	2348,65	2165,02	3,18	2,93
6	МК1-1Мир	МК1- ПАТП	201,3	516	516	117,4	79,3	4,27	3,62	21,2	18	38,1	2317,94	2134,31	3,16	2,91
7	МК1-ПАТП	МК1- 1Наб	120	516	516	114,9	81,5	2,57	2,17	21,4	18	33,36	2256,06	2072,55	3,08	2,83
8	МК1-1Наб	МК1- 2Наб	199,9	516	516	111,1	84,7	3,8	3,22	19	16,1	26,33	2194,66	2020,73	2,99	2,75
9	МК1-2Наб	МК1- 3Наб	89	515	515	109,2	86,3	1,84	1,57	20,6	17,6	22,93	2149,83	1985,48	2,94	2,72
10	МК1-3Наб	МК2-КЦ Обь	76	515	515	107,6	87,7	1,6	1,37	21	18	19,97	2135,45	1974,89	2,92	2,7
11	МК2-КЦ Обь	МК2а- 4Наб	382,1	614	614	105,9	89,1	1,69	1,45	4,4	3,8	16,82	1739,43	1611,38	1,67	1,55
12	МК2а-4Наб	МК2а- 5Наб	231,1	614	614	104,9	90	1,07	0,92	4,6	4	14,84	1739,43	1611,38	1,67	1,55
13	МК2а-5Наб	МК16- 5Наб	65	614	614	104,6	90,3	0,27	0,23	4,1	3,6	14,34	1457,37	1358,75	1,4	1,31
14	МК16-5Наб	МК16- 6Наб	90	516	516	103,7	91	0,84	0,73	9,4	8,1	12,76	1457,37	1358,75	1,99	1,85
15	МК16-6Наб	МК16а- 7Наб	210	516	516	102,2	92,3	1,53	1,33	7,3	6,3	9,9	1392,61	1300,15	1,9	1,77
16	МК16а-7Наб	МК16а- 8Наб	138	516	516	101,4	93	0,82	0,71	6	5,1	8,37	1204,57	1114,33	1,64	1,52

	Узел Начальный	Узел Конечный	Длин а, м	Диа м, мм, Под	Диа м, мм, Обр	Напор в конечн ом узле (абс.), м Под.	Напор в конечно м узле (абс.), м Обр.	Поте ри напо ра, м, Под.	Поте ри напо ра, м, Обр.	Удель ные потери , мм/м Под.	Удель ные потери , мм/м Обр.	Распол аг. напор в конеч. узле, м	Фактиче ский расход, т/ч Под.	Фактичес кий расход, т/ч Обр.	Скорос ть, м/с Под.	Скорос ть, м/с Обр.
17	МК16а-8Наб	ТК-1- 15мкр	34	516	516	101,1	93,3	0,29	0,25	8,4	7,2	7,84	1204,57	1114,33	1,64	1,52
18	ТК-1-15мкр	ТК- маг.Пазит рон	93,5	259	259	100,8	93,6	0,34	0,32	3,6	3,5	7,18	157,63	153,93	0,85	0,83
19	ТК- маг.Пазитрон	ТК-2- 15мкр	424	259	259	99,4	94,9	1,38	1,31	3,2	3,1	4,49	154,34	150,64	0,84	0,82
20	ТК-2-15мкр	ТК-3- 15мкр	249,6	259	259	98,6	95,7	0,82	0,78	3,3	3,1	2,89	154,34	150,64	0,84	0,82
21	ТК-3-15мкр	ТК-3а-15	94,6	259	259	98,3	96	0,28	0,28	2,9	2,9	2,34	141,1	141,1	0,76	0,76
22	ТК-3а-15	ТК15	150	259	259	98	96,3	0,34	0,34	2,2	2,2	1,67	125,83	125,83	0,68	0,68

3.2. Вариант теплоснабжения от ЦК-1 (Вариант 1)

Источники теплоснабжения

Вариант 1 предполагает обеспечивать теплоснабжение существующих потребителей, а также перспективных потребителей микрорайонов 17 и 17А от существующей котельной ЦК-1 со строительством новых тепловых сетей и реконструкцией тепловых сетей с увеличением диаметров.

На перспективу Схемы теплоснабжения запланирована поэтапная модернизация основного и вспомогательного оборудования ЦК-1:

- запланированные мероприятия на 2019 год:
 - Модернизация автоматизированного узла управления и узла учёта тепловой энергии здания котельной;
- запланированные мероприятия на 2023 год:
 - автоматизация технологических процессов регулирования и безопасности при работе основного и вспомогательного оборудования котельной;
 - модернизация котла ПТВМ-30М №1;
 - модернизация котла ПТВМ-30М №3;
 - модернизация котла КВГМ-100 №1;
 - модернизация котла КВГМ-100 №2;
- запланированные мероприятия на 2024 год:
 - модернизация котла ПТВМ-30М №2;
 - модернизация котла КВГМ-100 №3;
 - модернизация котла КВГМ-100 №4.

Состав оборудования на период разработки схемы теплоснабжения представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Состав оборудования ЦК-1 на период Схемы теплоснабжения

Ст. №	Существующее положение			Перспектива		
	Оборудование	Год ввода (последнего капитального ремонта)	Производитель ность	Оборудование	Год ввода (последнего капитальног о ремонта)	Производитель ность
Водогрейные котлы						
1	ПТВМ-30М	1971 (2003)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1971 (2023)	30 Гкал/ч
2	ПТВМ-30М	1971 (2004)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1971 (2024)	30 Гкал/ч
3	ПТВМ-30М	1971 (2003)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1971 (2023)	30 Гкал/ч
4	КВГМ-100	1991 (2005)	100 Гкал/ч	КВГМ-100	1991 (2023)	100 Гкал/ч
5	КВГМ-100	1991 (2004)	100 Гкал/ч	КВГМ-100	1991 (2023)	100 Гкал/ч
6	КВГМ-100	1991 (2002)	100 Гкал/ч	КВГМ-100	1991 (2024)	100 Гкал/ч
7	КВГМ-100	2000 (2005)	100 Гкал/ч	КВГМ-100	2000 (2024)	100 Гкал/ч
Всего по котельной			490 Гкал/ч			490 Гкал/ч

На ЦК-1 запланированы переключения нагрузок от других источников:

- 2020 год – переключение нагрузок котельной СУ-62 (+1,61 Гкал/ч) и котельной Юго-Западная (+17,11 Гкал/ч) с последующим выводом источников из эксплуатации;
- 2024 год – переключение нагрузок котельной ЦК-2 (+25 Гкал/ч) в связи с ожидаемым дефицитом тепловой мощности на данном источнике.

Переключение нагрузок котельных Су-62 и Юго-Западной рассматривается как временная мера. Предполагается, что до 2023 года район СУ-62 будет расселен в рамках реализации муниципальной программы сноса ветхого жилья. На его месте Генеральным планом предусмотрена малоэтажная (индивидуальная) застройка, теплоснабжение которой будет осуществляться от индивидуальных источников. Социально-административные объекты, строительство которых планируется в районе СУ-62 должны иметь собственные источники теплоснабжения.

Наблюдаемая в настоящее время тенденция перехода производственных потребителей котельной Юго-Западная на собственные источники тепла, как ожидается, продолжится. Мастер-планом предлагается рассматривать вариант организованного, поэтапного отключения от централизованного теплоснабжения потребителей котельной Юго-Западная в период 2022-2026 гг.

Баланс тепловой мощности ЦК-1 и тепловой нагрузки в зоне ее действия согласно данному Варианту приведен на рисунке 19 и в таблице 8.

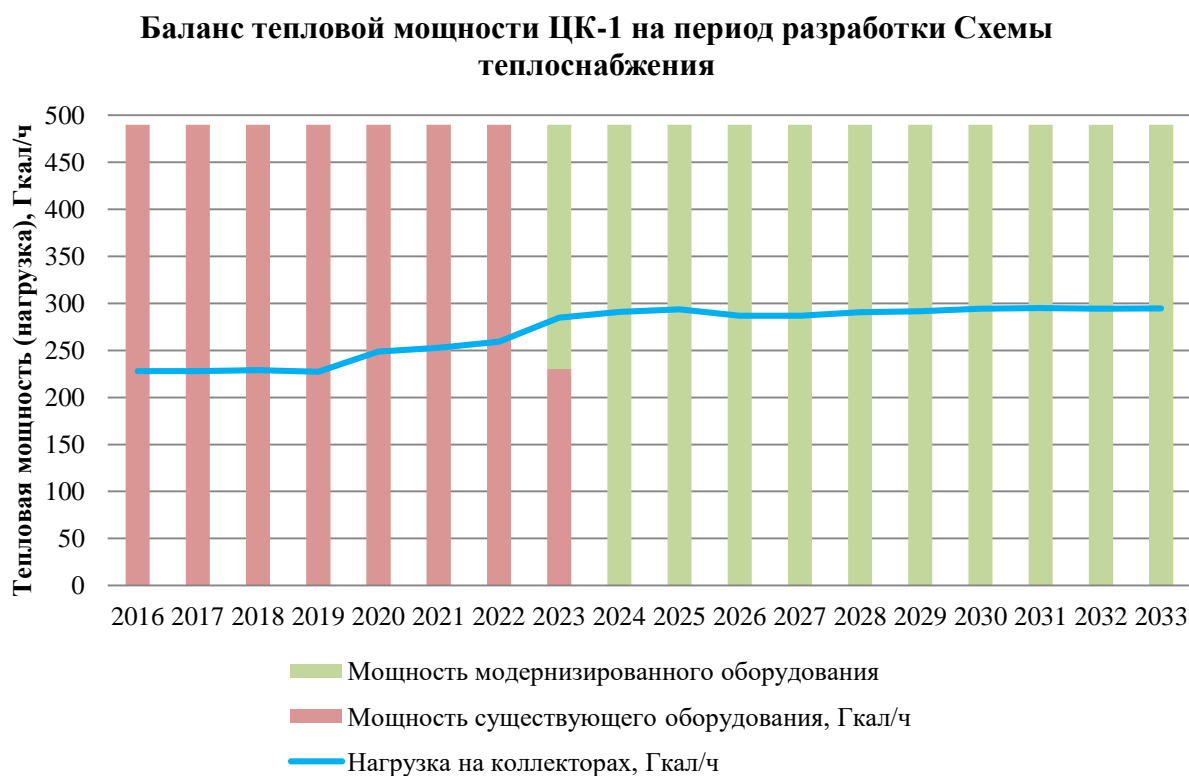


Рисунок 19 – Баланс тепловой мощности ЦК-1 на период Схемы

На ЦК-2 также запланирована поэтапная модернизация существующих котлов и вспомогательного оборудования на период Схемы теплоснабжения:

- запланированные мероприятия на 2019 год:
 - модернизация автоматизированного узла управления и узла учёта тепловой энергии здания котельной;
- запланированные мероприятия на 2020 год:
 - модернизация котла ПТВМ-30М №1;
 - модернизация котла ПТВМ-30М №3;
- запланированные мероприятия на 2021 год:
 - модернизация котла ПТВМ-30М №2;
- запланированные мероприятия на 2022 год:
 - модернизация котла ПТВМ-30М №4;
 - модернизация котла ПТВМ-30М №5.

Состав оборудования ЦК-2 на период разработки схемы теплоснабжения представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Состав оборудования ЦК-2 на период Схемы теплоснабжения

Ст · №	Существующее положение			Перспектива		
	Оборудование	Год ввода (последнего капитального ремонта)	Производитель ность	Оборудование	Год ввода (последнего капитальног о ремонта)	Производитель ность
Водогрейные котлы						
1	ПТВМ-30М	1978 (2001)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1978 (2020)	30 Гкал/ч
2	ПТВМ-30М	1978 (2001)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1978 (2021)	30 Гкал/ч
3	ПТВМ-30М	1978 (2000)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1978 (2020)	30 Гкал/ч
4	ПТВМ-30М	1986 (2002)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1986 (2022)	30 Гкал/ч
5	ПТВМ-30М	1986 (2002)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1986 (2022)	30 Гкал/ч
Всего по котельной			150 Гкал/ч			490 Гкал/ч

Схемой теплоснабжения предусматривается переключения части нагрузок (25 Гкал/ч) ЦК-2 на ЦК-1 в 2024 году. Переключение позволит высвободить тепловые мощности для подключения новых потребителей в зоне действия источника.

Баланс тепловой мощности ЦК-2 и тепловой нагрузки в зоне ее действия согласно данному Варианту приведен на рисунке 20 и в таблице 9.

Баланс тепловой мощности ЦК-2 на период разработки Схемы теплоснабжения



Рисунок 20 – Баланс тепловой мощности ЦК-2 на период Схемы

Таблица 8 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки ЦК-1 на период Схемы теплоснабжения

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Мощности	Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
		Располагаемая мощность	Гкал/ч	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
		Собственные нужды	Гкал/ч	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
		Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4
		Мощность существующего оборудования, Гкал/ч	Гкал/ч	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	230,0	0,0									
		Мощность модернизированного оборудования	Гкал/ч				0,0	0,0	260,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
		Мощность оборудования прошедшего капитальный ремонт (замену), Гкал/ч	Гкал/ч						260,0	230,0									
		Краткое описание мероприятий на источнике			Модернизация АПУ ТЭ				Автоматизация ТП регулирования безопасности Модернизация котлов 2хПТВМ-30М №1, №3 и 2хКВГМ-100 №1, 2	Модернизация котлов ПТВМ-30М №2, и 2хКВГМ-100 №3, 4									
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч	228,8	227,2	248,9	252,9	259,4	284,8	291,0	293,5	287,0	286,8	290,5	291,7	294,2	294,9	294,2	294,5
		Резерв тепловой мощности "нетто"	Гкал/ч	253,6	255,2	233,5	229,5	223,0	197,6	191,4	188,9	195,4	195,6	191,9	190,7	188,2	187,5	188,2	187,9
		Аварийный резерв	Гкал/ч	153,6	155,2	133,5	129,5	123,0	97,6	91,4	88,9	95,4	95,6	91,9	90,7	88,2	87,5	88,2	87,9
	Сети	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	11,8	11,8	15,4	15,4	15,0	14,5	15,7	15,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал/ч	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
		Потери в новых сетях	Гкал/ч																
		Потери в переключаемых сетях	Гкал/ч			3,55	3,55	3,21	2,70	3,86	3,52	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
		СУ-62	Гкал/ч			0,17	0,17	0,17											
		Юго-Западная	Гкал/ч			3,38	3,38	3,04	2,70	2,36	2,02								
		ЦК-2	Гкал/ч							1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
		Краткое описание переключения				Переключение от СУ-62 +0,17 Гкал/ч Переключение от Юго-Западной +3,38 Гкал/ч		Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -0,34 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -0,34 Гкал/ч; Расселение СУ-62 -0,17 Гкал/ч	Переключение нагрузок с ЦК-2 +1,5 Гкал/ч; Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -0,34 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -3,4 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -2,02 Гкал/ч							
	Подобит	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	217,0	215,4	233,5	237,5	244,4	270,3	275,3	278,2	273,7	273,5	277,2	278,4	280,9	281,6	280,9	281,2

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
		Нагрузка существующих потребителей (с учетом снижения)	Гкал/ч	211,3	206,7	202,1	197,0	196,2	194,6	192,0	191,1	190,0	189,4	188,7	187,9	187,6	186,6	185,6	184,8
		Прирост нагрузок нового строительства	Гкал/ч	5,7	8,7	12,7	21,8	32,9	40,4	51,5	58,7	58,7	59,1	63,5	65,5	68,3	70,0	70,3	71,4
		Переключение нагрузок	Гкал/ч			18,7	18,7	15,3	35,3	31,8	28,4	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
		СУ-62	Гкал/ч			1,61	1,61	1,61											
		Юго-Западная	Гкал/ч			17,11	17,11	13,68	10,25	6,82	3,39								
		ЦК-2	Гкал/ч						25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
		Краткое описание изменения нагрузки				Переключение от СУ-62 +1,61 Гкал/ч Переключение от Юго-Западной +17,11 Гкал/ч		Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -3,43 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -7,01 Гкал/ч; Расселение СУ-62 -1,61 Гкал/ч	Переключение нагрузок с ЦК-2 +25,0 Гкал/ч; Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -10,49 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -13,94 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная - 17,12Гкал/ч							
Техн ико- эконо- миче- ские	Источник	Выработка тепловой энергии	Гкал	929668,7	873576,8	925308,2	925308,2	954884,8	961114,4	1036049,7	1049760,3	1033726,9	1034250,9	1048550,9	1053918,9	1063814,9	1067609,9	1066320,9	1068703,9
		Собственные нужды	Гкал	22067,8	22067,8	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0
			%	2,4%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,1%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
		Изменение собственных нужд	Гкал																
		Краткое описание изменения собственных нужд	Гкал																
	Сети	Отпуск с коллекторов	Гкал	907600,9	851509,0	902903,2	902903,2	932479,8	938709,4	1013644,7	1027355,3	1011321,9	1011845,9	1026145,9	1031513,9	1041409,9	1045204,9	1043915,9	1046298,9
		Потери в ТС	Гкал	82098,2	89035,0	92795,2	92795,2	91910,8	89173,4	92956,7	92072,3	86765,9	86765,9	86765,9	86765,9	86765,9	86765,9	86765,9	86765,9
			%	9,0%	10,5%	10,3%	10,3%	9,9%	9,5%	9,2%	9,0%	8,6%	8,6%	8,5%	8,4%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал	82098,2	89035,0	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2
		Потери в новых сетях	Гкал																
		Потери в переключаемых сетях	Гкал			10697,0	10697,0	9812,6	7075,2	10858,5	9974,1	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7
		СУ-62	Гкал			1853,0	1853,0	1853,0											
		Юго-Западная	Гкал			8844,0	8844,0	7959,6	7075,2	6190,8	5306,4								
		ЦК-2	Гкал							4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7
	Потребители	Полезный отпуск	Гкал	825502,7	762474,0	810108,0	810108,0	840569,0	849536,0	920688,0	935283,0	924556,0	925080,0	939380,0	944748,0	954644,0	958439,0	957150,0	959533,0
		Полезный отпуск в существующей зоне	Гкал	802902,0	731764,0	716762,5	683833,5	682231,4	677890,7	670340,4	668556,2	666002,9	665211,9	664144,9	662672,9	662655,9	660481,9	658305,9	656869,9
		Полезный отпуск новым потребителям	Гкал	22600,7	30710,0	45266,0	78195,0	118593,0	146738,0	187664,0	212378,0	212442,0	213757,0	229124,0	235964,0	245877,0	251846,0	252733,0	256552,0
		Полезный отпуск переключаемым потребителям	Гкал			48079,5	48079,5	39744,6	24907,3	62683,6	54348,8	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1
		СУ-62	Гкал			6502,5	6502,5	6502,5											
		Юго-Западная	Гкал			41577,0	41577,0	33242,2	24907,3	16572,5	8237,6								
		ЦК-2	Гкал							46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1
	Вода	Расход ВОДЫ	тыс. м3	454,7	396,9	430,4	430,4	231,7	212,2	222,6	220,3	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8
		Потребление воды	тыс. м3	1877,4	1819,6	1853,2	1853,2	231,7	212,2	222,6	220,3	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения																
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
		Собственные нужды	тыс. м3	285,1	227,3	227,3	227,3	30,5	27,6	29,5	29,1	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9
			%	15,2%	12,5%	12,3%	12,3%	13,1%	13,0%	13,2%	13,2%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%
		Потери в ТС	тыс. м3	169,5	169,5	203,1	203,1	201,2	184,6	193,1	191,2	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	47634,00	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5
		Потери в новых сетях	14556,00																	
		Потери в переключаемых сетях				33,6	33,6	31,7	15,1	23,6	21,7	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	
		СУ-62				14,7	14,7	14,7												
		Юго-Западная				18,9	18,9	17,0	15,1	13,2	11,3									
		ЦК-2								10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
		Разбор т/н на ГВС	тыс. м3	1422,8	1422,8	1422,8	1422,8													
		Топливо	Потребление топлива	тыс. нм3	123706,7	115334,0	121001,0	121001,0	126304,0	127148,0	135714,0	136751,0	134329,0	134398,0	136298,0	137011,0	138325,0	138829,0	138658,0	138975,0
				т.у.т.	147931,4	138401,0	146758,0	146758,0	151565,0	152578,0	162857,0	163752,0	161195,0	161278,0	163557,0	164413,0	165990,0	166595,0	166390,0	166770,0
			Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	163,0	162,54	162,54	162,54	162,54	162,54	160,66	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39
	ЭЭ	Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	27889,0	26165,0	27719,0	27719,0	28627,0	28818,2	31460,4	30279,1	29093,8	29132,2	30189,0	30589,8	31334,7	31622,4	31524,5	31705,5	
УРЭЭ		кВт*ч/Гкал	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	31,0	29,5	28,8	28,8	29,4	29,7	30,1	30,3	30,2	30,3		

Таблица 9 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки ЦК-2 на период Схемы теплоснабжения

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Мощности	Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
		Располагаемая мощность	Гкал/ч	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
		Собственные нужды	Гкал/ч	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
		Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6
		Мощность существующего оборудования, Гкал/ч	Гкал/ч	150,0	150,0	90,0	60,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Мощность модернизированного оборудования	Гкал/ч		0,0	60,0	90,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
		Мощность оборудования прошедшего капитальный ремонт (замену), Гкал/ч	Гкал/ч			60,00	30,00	60,00											
		Краткое описание мероприятий на источнике				Модернизация котлов 2хПТВМ-30М №1, 3 Модернизация ПУ ХВО Модернизация АПУ ТЭ	Модернизация котла ПТВМ-30М №2	Модернизация котлов 2хПТВМ-30М №4, 5											

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения																
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч	132,6	131,9	130,6	131,2	131,9	133,5	111,6	116,3	125,7	126,7	127,7	130,5	130,6	130,5	132,1	133,3	
		Резерв тепловой мощности "нетто"	Гкал/ч	13,0	13,7	15,0	14,4	13,7	12,1	34,0	29,3	19,9	18,9	17,9	15,1	15,0	15,1	13,5	12,3	
		Аварийный резерв	Гкал/ч	-17,0	-16,3	-15,0	-15,6	-16,3	-17,9	4,0	-0,7	-10,1	-11,1	-12,1	-14,9	-15,0	-14,9	-16,5	-17,7	
		Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	
	Сети	Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал/ч	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	
		Потери в новых сетях	Гкал/ч																	
		Потери в переключаемых сетях	Гкал/ч								-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	
		Краткое описание переключения									Переключение нагрузок на ЦК-1 -1,5 Гкал/ч									
		Потребители	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	125,2	124,5	123,2	123,8	124,5	126,1	105,7	110,4	119,8	120,8	121,8	124,6	124,7	124,6	126,2	127,4
	Нагрузка существующих потребителей (с учетом снижения)		Гкал/ч	125,2	123,9	122,6	121,2	120,7	120,6	120,5	120,3	119,7	119,5	119,3	119,1	118,6	118,2	117,5	116,6	
	Прирост нагрузок нового строительства		Гкал/ч	0,0	0,7	0,7	2,6	3,8	5,5	10,3	15,1	25,1	26,3	27,5	30,5	31,1	31,5	33,7	35,8	
	Переключение нагрузок		Гкал/ч							-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	
	Краткое описание изменения нагрузки									Переключение нагрузок на ЦК-1 -25 Гкал/ч										
	Энергии	Источник	Выработка тепловой энергии	Гкал	308279,3	273726,9	273726,9	273726,9	276336,9	281976,9	246927,1	262910,1	294768,1	298292,1	302231,1	311829,1	312405,1	312698,1	318180,1	322674,1
			Собственные нужды	Гкал	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1
				%	2,9%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,6%	3,4%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Изменение собственных нужд			Гкал																	
Краткое описание изменения собственных нужд			Гкал																	
Сети		Отпуск с коллекторов	Гкал	299394,2	264841,8	264841,8	264841,8	267451,8	273091,8	238042,0	254025,0	285883,0	289407,0	293346,0	302944,0	303520,0	303813,0	309295,0	313789,0	
		Потери в ТС	Гкал	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1	
			%	7,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,5%	8,4%	7,6%	7,2%	6,4%	6,3%	6,2%	6,0%	6,0%	6,0%	5,9%	5,8%	
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	
		Потери в новых сетях	Гкал																	
		Потери в переключаемых сетях	Гкал								-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	
		Потери в переключаемых сетях	Гкал								-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	
Итого	Полезный отпуск	Гкал	276556,4	242004,0	242004,0	242004,0	244614,0	250254,0	219871,9	235854,9	267712,9	271236,9	275175,9	284773,9	285349,9	285642,9	291124,9	295618,9		

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Технико-экономические показатели		Полезный отпуск в существующей зоне	Гкал	276410,1	239846,0	239846,0	233415,0	232182,0	232182,0	232182,0	231898,0	230544,0	229950,0	229950,0	229528,0	228191,0	227225,0	225228,0	222646,0
		Полезный отпуск новым потребителям	Гкал	146,3	2158,0	2158,0	8589,0	12432,0	18072,0	33801,0	50068,0	83280,0	87398,0	91337,0	101357,0	103270,0	104529,0	112008,0	119084,0
		Полезный отпуск переключаемым потребителям	Гкал							-46111,1	-46111,1	-46111,1	-46111,1	-46111,1	-46111,1	-46111,1	-46111,1	-46111,1	-46111,1
		Расход ВОДЫ	тыс. м3	141,6	141,6	141,6	141,6	80,5	80,5	70,1	70,1								
	Вода	Потребление воды	тыс. м3	522,7	522,7	522,7	522,7	80,5	80,5	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1
		Собственные нужды	тыс. м3	76,3	76,3	76,3	76,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
			%	14,6%	14,6%	14,6%	14,6%	19,0%	19,0%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%
		Потери в ТС	тыс. м3	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)		65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2
		Потери в новых сетях																	
		Потери в переключаемых сетях								-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4
		Разбор т/н на ГВС	тыс. м3	381,1	381,1	381,1	381,1												
	Топливо	Потребление топлива	тыс. нм3	40259,0	36616,0	36616,0	36252,0	36426,0	36839,0	32110,0	34266,0	38564,0	39039,0	39570,0	40865,0	40943,0	40982,0	41722,0	42327,6
			тыс. т.у.т.	48142,7	42951,0	42951,0	42524,0	42728,0	43212,0	37665,0	40194,0	45235,0	45793,0	46416,0	47935,0	48026,0	48072,0	48940,0	49651,1
		Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	160,8	162,18	162,18	160,56	159,76	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23
	ЭЭ	Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	9218,4	8157,0	8157,0	7621,0	7434,0	7323,0	5959,5	6569,6	7843,5	7988,9	8152,6	8556,0	8580,4	8592,8	8826,4	9019,5
		УРЭЭ	кВт*ч/Гкал	30,8	30,8	30,8	28,8	27,8	26,8	25,0	25,9	27,4	27,6	27,8	28,2	28,3	28,3	28,5	28,7

Тепловые сети

Группа проектов 1

Группа проектов 1 - реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Первоочередными мероприятиями являются мероприятия по установлению гидравлического режима тепловой сети от ЦК-1, обеспечивающего необходимое качество теплоснабжения удаленных потребителей в микрорайоне 17. Данные мероприятия являются одинаковыми для обоих вариантов развития системы теплоснабжения.

Для решения задачи по обеспечению качественного теплоснабжения существующих потребителей микрорайона 17 необходимо выполнить следующие мероприятия на тепловых сетях, относящихся к группе 1:

- Реконструкция участка трубопровода от У-ЦК1-2 до МК1-2Мир с Ду 500 мм на Ду 800 мм протяженностью 18 м (**2019 год, 1-й этап**);

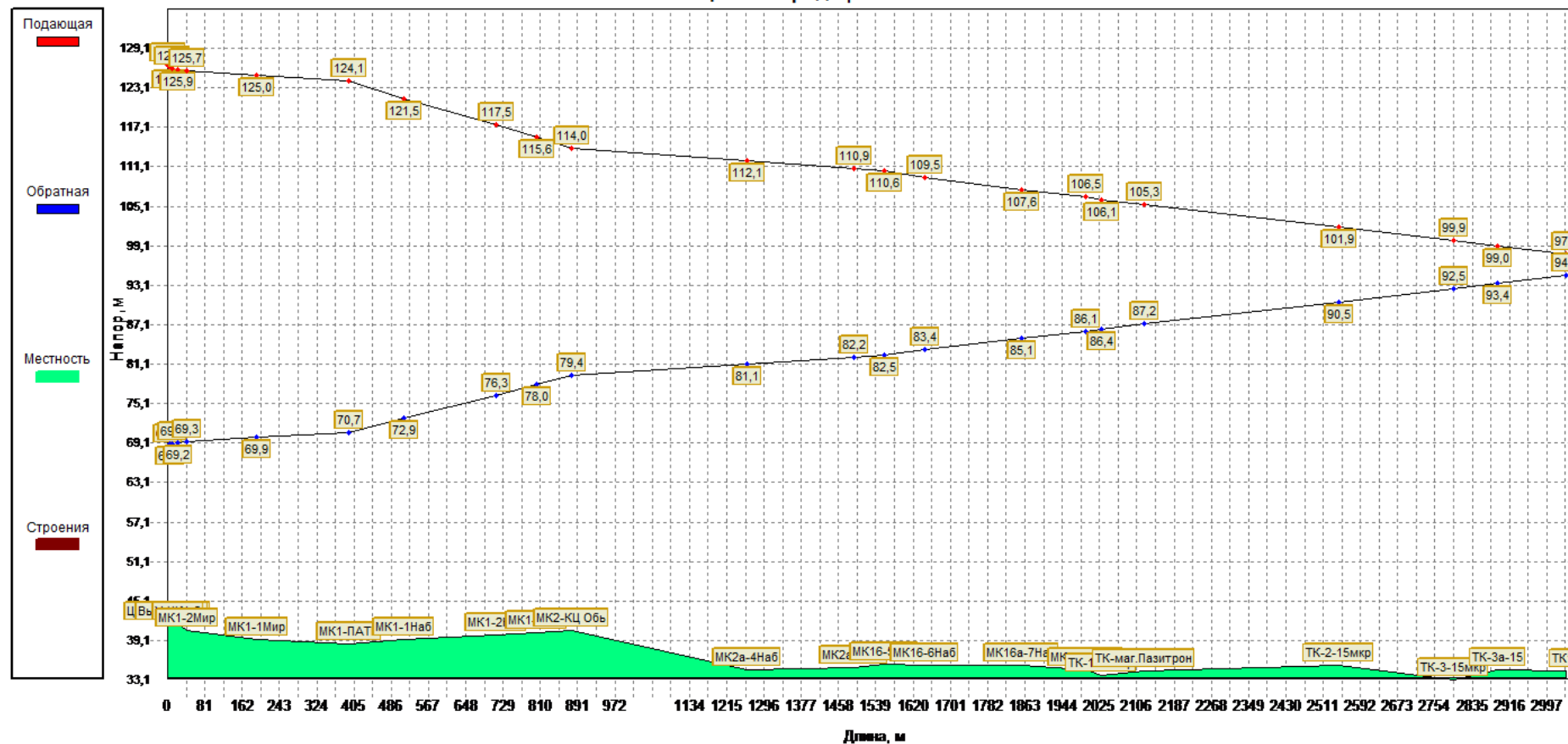
- Реконструкция участка трубопровода от МК1-2Мир до МК1-ПАТП с Ду 500 мм на Ду 700 мм протяженностью 352 м (**2019 год, 1-й этап**);

- Реконструкция участка трубопровода от МК1-ПАТП до МК2-КЦ Обь с Ду 500 мм на Ду 700 мм протяженностью 485 м (**2019 год, 2-й этап**).

Результаты гидравлических расчетов на 2019 год приведены в виде пьезометрических графиков на рисунках 21 и 22, а также в таблицах 10 и 11.

График падения напоров ЦК1-Зочередь | ТК15

Распечатано: 06.12.2017

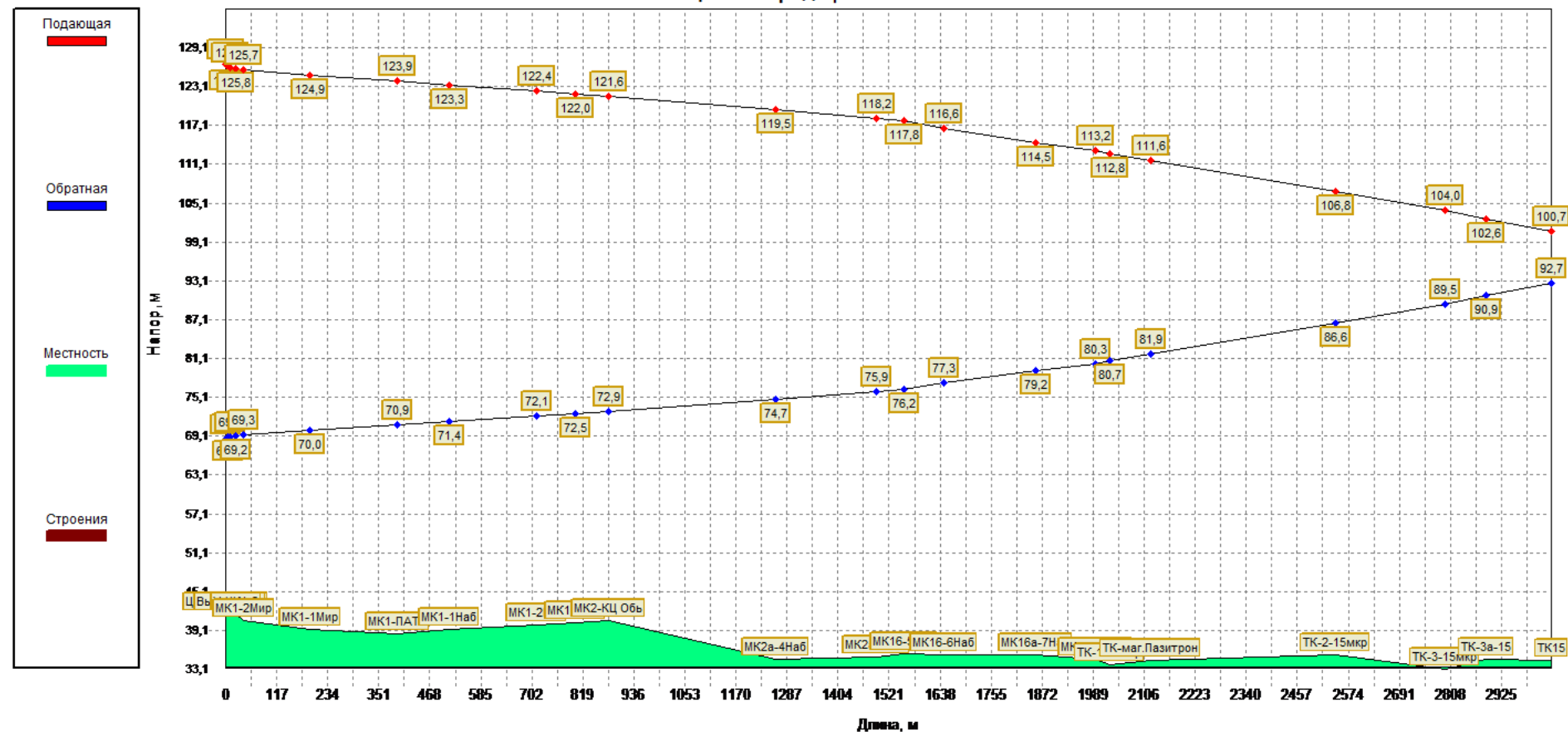


Длина(под), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	424,0	249,6	94,6	150,0
Длина(обр), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	424,0	249,6	94,6	150,0
Диаметр(под), мм	698	704	516	516	515	515	614	614	614	516	516	516	259	259	259	259	259
Диаметр(обр), мм	698	704	516	516	515	515	614	614	614	516	516	516	259	259	259	259	259
Расход(под), т/ч	2364,40	2364,40	2338,97	2280,27			2177,45	1842,31			1609,25	1556,26		243,88	241,32	241,32	260,27
Расход(обр), т/ч	2197,46	2197,46	2172,04	2113,44			2031,48	1725,89			1519,60	1472,21		241,96	239,40	239,40	260,27
Гидр. пот.(под), м	0,1	0,7	0,9	2,6	3,9	1,9	1,7	1,9	1,2	0,3	1,0	1,9	0,4	0,8	3,4	2,0	0,9
Гидр. пот.(обр), м	0,1	0,6	0,8	2,3	3,4	1,7	1,4	1,7	1,1	0,3	0,9	1,7	0,3	0,8	3,3	2,0	0,9

Рисунок 21 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК-15 (2019 год, 1-й этап)

График падения напоров
ЦК1-Зочередь | ТК15

Распечатано: 06.12.2017



Длина(под), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	424,0	249,6	94,6	150,0
Длина(обр), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	424,0	249,6	94,6	150,0
Диаметр(под), мм	698	704	704	704	698	698	614	614	614	516	516	516	259	259	259	259	259
Диаметр(обр), мм	698	704	704	704	698	698	614	614	614	516	516	516	259	259	259	259	259
Расход(под), т/ч	2457,41	2457,41	2431,98	2373,27			2270,44	1935,08			1702,04	1649,06		290,82	288,26	288,26	320,75
Расход(обр), т/ч	2290,47	2290,47	2265,05	2206,44			2124,48	1818,67			1612,38	1565,01		289,28	286,72	286,72	320,75
Гидр. пот.(под), м	0,1	0,8	1,0	0,6	0,9	0,5	0,4	2,1	1,3	0,4	1,2	2,1	0,4	1,2	4,8	2,9	1,4
Гидр. пот.(обр), м	0,1	0,7	0,8	0,5	0,8	0,4	0,4	1,8	1,2	0,3	1,0	1,9	0,4	1,1	4,7	2,8	1,4

Рисунок 22 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК-15 (2019 год, 2-й этап)

Таблица 10 – Результаты гидравлического расчета участка от ЦК-1 до ТК-15 (2019 год, 1-й этап)

№ п/п	Узел Начальный	Узел Конечный	Длин а, м	Диа м, мм, Под.	Диа м, мм, Обр.	Напор в конечн ом узле (абс.), м Под.	Напор в конечн ом узле (абс.), м Обр.	Поте ри напор а, м, Под.	Поте ри напор а, м, Обр.	Удельн ые потери, мм/м Под.	Удельн ые потери, мм/м Обр.	Распол аг. напор в конеч. узле, м	Фактичес кий расход, т/ч Под.	Фактичес кий расход, т/ч Обр.	Скорос ть, м/с Под.	Скорос ть, м/с Обр.
1	ЦК1- Зочередь	У-К.1	4	796	796	126,2	68,9	0,4	0,32	99,8	79,6	57,28	5162,36	4611,04	2,96	2,64
2	У-К.1	Вых1.-Пр.3.	5	698	698	126	69	0,15	0,13	29,6	25,5	57,01	2364,4	2197,46	1,76	1,64
3	Вых1.-Пр.3.	У-ЦК1-2	13,6	698	698	125,9	69,2	0,18	0,16	13,5	11,6	56,67	2364,4	2197,46	1,76	1,64
4	У-ЦК1-2	МК1-2Мир	18,4	806	806	125,7	69,3	0,11	0,09	5,8	5	56,47	2364,4	2197,46	1,32	1,23
5	МК1-2Мир	МК1-1Мир	151	698	698	125	69,9	0,75	0,64	4,9	4,3	55,08	2364,4	2197,46	1,76	1,64
6	МК1-1Мир	МК1-ПАТП	201,3	704	704	124,1	70,7	0,89	0,77	4,4	3,8	53,41	2338,97	2172,04	1,71	1,59
7	МК1-ПАТП	МК1-1Наб	120	516	516	124,1	70,7	2,62	2,25	21,8	18,8	53,4	2280,27	2113,44	3,11	-2,88
8	МК1-1Наб	МК1-2Наб	199,9	516	516	117,5	76,3	3,93	3,39	19,6	17	41,21	2230,27	2072,14	3,04	2,82
9	МК1-2Наб	МК1-3Наб	89	515	515	115,6	78	1,91	1,66	21,5	18,7	37,64	2193,47	2044,06	3	2,8
10	МК1-3Наб	МК2-КЦ Обь	76	515	515	114	79,4	1,66	1,45	21,9	19	34,53	2177,45	2031,48	2,98	2,78
11	МК2-КЦ Обь	МК2а-4Наб	382,1	614	614	112,1	81,1	1,9	1,66	5	4,4	30,97	1842,31	1725,89	1,77	1,66
12	МК2а-4Наб	МК2а-5Наб	231,1	614	614	110,9	82,2	1,2	1,05	5,2	4,5	28,72	1842,31	1725,89	1,77	1,66
13	МК2а-5Наб	МК16-5Наб	65	614	614	110,6	82,5	0,33	0,29	5	4,5	28,1	1609,25	1519,6	1,55	1,46
14	МК16-5Наб	МК16-6Наб	90	516	516	109,5	83,4	1,03	0,92	11,4	10,2	26,15	1609,25	1519,6	2,19	2,07
15	МК16-6Наб	МК16а-7Наб	210	516	516	107,6	85,1	1,91	1,7	9,1	8,1	22,54	1556,26	1472,21	2,12	2,01
16	МК16а-7Наб	МК16а-8Наб	138	516	516	106,5	86,1	1,11	0,99	8,1	7,2	20,44	1399,87	1317,83	1,91	1,8
17	МК16а-8Наб	ТК-1-15мкр	34	516	516	106,1	86,4	0,39	0,34	11,4	10,1	19,71	1399,87	1317,83	1,91	1,8
18	ТК-1-15мкр	ТК- маг.Пазитрон	93,5	259	259	105,3	87,2	0,81	0,8	8,7	8,6	18,1	243,88	241,96	1,32	1,31
19	ТК- маг.Пазитрон	ТК-2-15мкр	424	259	259	101,9	90,5	3,36	3,31	7,9	7,8	11,43	241,32	239,4	1,31	1,3
20	ТК-2-15мкр	ТК-3-15мкр	249,6	259	259	99,9	92,5	2,01	1,98	8	7,9	7,44	241,32	239,4	1,31	1,3
21	ТК-3-15мкр	ТК-3а-15	94,6	259	259	99	93,4	0,94	0,94	9,9	9,9	5,57	260,27	260,27	1,41	1,41
22	ТК-3а-15	ТК15	150	259	259	97,8	94,6	1,19	1,19	8	8	3,18	237,31	237,31	1,28	1,28

Таблица 11 – Результаты гидравлического расчета участка от ЦК-1 до ТК-15 (2019 год, 2-й этап)

№ п/п	Узел Начальный	Узел Конечный	Длина, м	Диам, мм, Под.	Диам, мм, Обр.	Напор в конечном узле (абс.), м Под.	Напор в конечном узле (абс.), м Обр.	Потери напора, м, Под.	Потери напора, м, Обр.	Удельные потери, мм/м Под.	Удельные потери, мм/м Обр.	Располож. напор в конеч. узле, м	Фактический расход, т/ч Под.	Фактический расход, т/ч Обр.	Скорость, м/с Под.	Скорость, м/с Обр.
1	ЦК1-Зочередь	У-К.1	4	796	796	126,2	68,9	0,41	0,33	103,1	82,7	57,26	5247,43	4700,37	3,01	2,69
2	У-К.1	Вых1.-Пр.3.	5	698	698	126	69	0,16	0,14	31,9	27,7	56,96	2457,41	2290,47	1,83	1,71
3	Вых1.-Пр.3.	У-ЦК1-2	13,6	698	698	125,8	69,2	0,2	0,17	14,5	12,6	56,59	2457,41	2290,47	1,83	1,71
4	У-ЦК1-2	МК1-2Мир	18,4	806	806	125,7	69,3	0,12	0,1	6,3	5,5	56,37	2457,41	2290,47	1,37	1,28
5	МК1-2Мир	МК1-1Мир	151	698	698	124,9	70	0,81	0,7	5,3	4,6	54,87	2457,41	2290,47	1,83	1,71
6	МК1-1Мир	МК1-ПАТП	201,3	704	704	123,9	70,9	0,96	0,84	4,8	4,2	53,06	2431,98	2265,05	1,78	1,66
7	МК1-1Наб	МК1-ПАТП	120	704	704	123,3	71,4	0,6	0,52	5	4,3	51,94	2373,27	2206,44	1,74	1,62
8	МК1-1Наб	МК1-2Наб	199,9	704	704	122,4	72,1	0,88	0,76	4,4	3,8	50,3	2323,26	2165,14	1,7	1,59
9	МК1-2Наб	МК1-3Наб	89	698	698	122	72,5	0,46	0,4	5,2	4,5	49,44	2286,47	2137,06	1,7	1,59
10	МК1-3Наб	МК2-КЦОбь	76	698	698	121,6	72,9	0,4	0,35	5,3	4,7	48,68	2270,44	2124,48	1,69	1,58
11	МК2-КЦОбь	МК2а-4Наб	382,1	614	614	119,5	74,7	2,09	1,85	5,5	4,8	44,74	1935,08	1818,67	1,86	1,75
12	МК2а-4Наб	МК2а-5Наб	231,1	614	614	118,2	75,9	1,32	1,17	5,7	5	42,25	1935,08	1818,67	1,86	1,75
13	МК2а-5Наб	МК16-5Наб	65	614	614	117,8	76,2	0,37	0,33	5,6	5,1	41,56	1702,04	1612,38	1,64	1,55
14	МК16-5Наб	МК16-6Наб	90	516	516	116,6	77,3	1,15	1,03	12,8	11,5	39,37	1702,04	1612,38	2,32	2,2
15	МК16-6Наб	МК16а-7Наб	210	516	516	114,5	79,2	2,14	1,93	10,2	9,2	35,3	1649,06	1565,01	2,25	2,13
16	МК16а-7Наб	МК16а-8Наб	138	516	516	113,2	80,3	1,27	1,13	9,2	8,2	32,91	1492,67	1410,63	2,03	1,92
17	МК16а-8Наб	ТК-1-15мкр	34	516	516	112,8	80,7	0,44	0,39	12,9	11,5	32,07	1492,67	1410,63	2,03	1,92

№ п/ п	Узел Начальный	Узел Конечный	Длина , м	Диам , мм, Под.	Диам , мм, Обр.	Напор в конечно м узле (абс.), м Под.	Напор в конечно м узле (абс.), м Обр.	Потер и напора , м, Под.	Потер и напора , м, Обр.	Удельны е потери, мм/м Под.	Удельны е потери, мм/м Обр.	Располаг . напор в конеч. узле, м	Фактически й расход, т/ч Под.	Фактически й расход, т/ч Обр.	Скорость , м/с Под.	Скорость , м/с Обр.
18	ТК- маг.Пазитро н	ТК-1- 15мкр	93,5	259	259	112,8	80,7	-1,16	-1,14	-12,4	-12,2	32,07	-290,82	289,28	1,57	-1,57
19	ТК- маг.Пазитро н	ТК-2- 15мкр	424	259	259	106,8	86,6	4,8	4,75	11,3	11,2	20,23	288,26	286,72	1,56	1,55
20	ТК-2-15мкр	ТК-3- 15мкр	249,6	259	259	104	89,5	2,87	2,84	11,5	11,4	14,53	288,26	286,72	1,56	1,55
21	ТК-3-15мкр	ТК-3а-15	94,6	259	259	102,6	90,9	1,42	1,42	15	15	11,69	320,75	320,75	1,74	1,74
22	ТК-3а-15	ТК15	150	259	259	100,7	92,7	1,86	1,86	12,4	12,4	7,96	296,34	296,34	1,6	1,6

Состав первоочередных мероприятий (**инвариантные мероприятия по группе 1**) для обеспечения качественного теплоснабжения микрорайона 17 и капитальные затраты на их реализацию приведены в таблице 12. Всего финансовые затраты на реализацию описанных выше мероприятий составит **80,08 млн. руб.** без НДС на дату реализации.

Таблица 12 – Состав первоочередных инвариантных мероприятий по группе 1 для обеспечения качественного теплоснабжения микр-на 17

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.	Итого на дату реализации, млн. руб.
1	У-ЦК1-2 - МК1-2Мир	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,529	0,82	18,4	Надземная	1,29	2019	2019	0,094	0,869	0,374	1,34
2	МК1-2Мир - МК1-1Мир	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,529	0,72	151	Бесканальная	13,66	2019	2019	0,994	9,232	3,977	14,20
3	МК1-1Мир - МК1-ПАТП	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,529	0,72	201,3	Бесканальная	18,21	2019	2019	1,325	12,307	5,301	18,93
4	МК1-ПАТП - МК1-1Наб	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,529	0,72	120	Бесканальная	10,85	2019	2019	0,79	7,336	3,16	11,29
5	МК1-1Наб - МК1-2Наб	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,529	0,72	199,9	Бесканальная	18,08	2019	2019	1,316	12,221	5,264	18,80
6	МК1-2Наб - МК1-3Наб	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,529	0,72	89	Бесканальная	8,05	2019	2019	0,586	5,441	2,344	8,37
7	МК1-3Наб - МК2-КЦ Обь	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,529	0,72	76	Бесканальная	6,87	2019	2019	0,5	4,646	2,001	7,15
Итого								77,01			5,61	52,05	22,42	80,08

Группа проектов 2

Группа проектов 2 - строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

В состав группы проектов 2 входят мероприятия, которые необходимо выполнить для в обоих вариантах развития (инвариантные мероприятия), а также мероприятия, соответствующие развитию того или иного сценария.

Активная застройка микрорайонов 17 и 17А начнется с 2023 по 2033 годы согласно существующим проектам планировок застройки территории. К инвариантным мероприятиям для осуществления теплоснабжения существующих и перспективных потребителей, входящих в состав **группы 2**, относятся:

- Строительство новых тепловых сетей в микрорайоне 17 и 17А для теплоснабжения новых потребителей (мероприятия приведены по каждому участку в таблице 13) (**2023 – 2028 год**)

Состав мероприятий (**инвариантные мероприятия по группе 2**) для обеспечения качественного теплоснабжения микрорайона 17 и капитальные затраты на их реализацию приведены в таблице 13. Всего финансовые затраты на реализацию описанных выше мероприятий составит **79,46 млн. руб.** без НДС на дату реализации.

Таблица 13 – Состав инвариантных мероприятий по группе 2 для обеспечения качественного теплоснабжения микр-на 17

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.	Итого на дату реализации, млн. руб.
1	ТК-3а-15 - ТК17 мкр проект 4	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,273	192	Бесканальная	5,19	2020	2021	0,391	3,753	1,617	5,76
2	ТК17 мкр проект 4 - ТК17 мкр проект 5	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,219	130	Бесканальная	2,91	2020	2021	0,219	2,1	0,905	3,22
3	ТК17 мкр проект 5 - ТК17 мкр проект 6	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,219	73,333333	Бесканальная	1,64	2021	2022	0,128	1,221	0,526	1,88
4	ТК17 мкр проект 6 - ТК17 мкр проект 7	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,159	33,333333	Бесканальная	0,66	2021	2022	0,051	0,49	0,211	0,75
5	ТК17-2 - ТК17 мкр проект 3	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,159	89	Бесканальная	1,75	2020	2021	0,132	1,268	0,546	1,95
6	к - ТК17 мкр проект 9	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,159	600	Бесканальная	11,83	2022	2023	0,949	9,071	3,908	13,93
7	ТК17 мкр проект 9 - ТК17 мкр проект 10	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,159	153	Бесканальная	3,02	2027	2028	0,276	2,612	1,125	4,01
8	ТК17 мкр проект 9 - ТК17 мкр проект 12	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,159	580	Бесканальная	11,44	2023	2024	0,944	9,014	3,883	13,84
9	ТК17 мкр проект 5 - ТК17 мкр проект 13	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,325	60	Бесканальная	1,97	2025	2026	0,172	1,634	0,704	2,51
10	ТК17 мкр проект 12 - ТК17 мкр проект 14	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,159	134	Бесканальная	2,64	2024	2025	0,224	2,137	0,92	3,28
11	ТК17 мкр проект 14 - ТК17 мкр проект 15	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,108	48	Бесканальная	0,7	2025	2026	0,061	0,584	0,251	0,90

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.	Итого на дату реализации, млн. руб.
12	ТК17 мкр проект 15 - ТК17 мкр проект 16	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,108	30	Бесканальная	0,44	2026	2027	0,039	0,373	0,161	0,57
13	ТК17 мкр проект 14 - ТК17 мкр проект 17	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,219	38	Бесканальная	0,85	2026	2027	0,076	0,72	0,31	1,11
14	ТК17 мкр проект 17 - ТК17 мкр проект 18	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,273	240	Бесканальная	6,49	2026	2027	0,579	5,504	2,371	8,45
15	ТК17 мкр проект 18 - ТК17 мкр проект 19	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,325	308	Бесканальная	10,12	2027	2028	0,924	8,763	3,775	13,46
16	ТК17 мкр проект 13 - ТК17 мкр проект 19	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,325	43	Бесканальная	1,41	2024	2025	0,12	1,143	0,492	1,76
17	ТК17 мкр проект 19 - ТК17 мкр проект 20	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,159	85	Бесканальная	1,68	2024	2025	0,142	1,355	0,584	2,08
Итого							64,74			5,43	51,74	22,29	79,46

К мероприятиям по **варианту 1** для осуществления теплоснабжения существующих и перспективных потребителей, входящих в состав **группы 2**, относятся:

- Строительство участков подающего трубопровода до ПНС (участок от магистрали до новой ПНС и участок от ПНС до магистрали) диаметром Ду 400 мм (мероприятия приведены по каждому участку в таблице 10); **(2025 год)**.

Состав мероприятий (**вариант 1 по группе 2**) для обеспечения качественного теплоснабжения микрорайона 17 и капитальные затраты на их реализацию приведены в таблице 14. Всего финансовые затраты на реализацию описанных выше мероприятий составит **2,68 млн. руб.** без НДС на дату реализации.

Таблица 14 – Состав мероприятий по группе 2 для обеспечения качественного теплоснабжения микр-на 17 по варианту 1

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.	Итого на дату реализации, млн. руб.
1	ТК ПНС 17мкр1 - ПНС 17 мкр	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,426	24	Бесканальная	1,18	2023	2024	0,098	0,932	0,402	1,43
2	ПНС 17 мкр - ТК ПНС 17мкр2	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,426	21	Бесканальная	1,04	2023	2024	0,085	0,816	0,351	1,25
Итого							2,22			0,18	1,75	0,75	2,68

Группа проектов 3

Группа проектов 3 - Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

В состав группы проектов 3 входят мероприятия, соответствующие развитию **варианта 1**.

- Реконструкция с увеличением диаметров участка трубопровода от ТК-1-15 мкр до ТК ПНС 17мкр1 с Ду 250 мм на Ду 400 мм протяженностью 450 м (**2024 - 2025 год**);

- Реконструкция с увеличением диаметров участка трубопровода от ТК ПНС 17мкр2 до ТК-15 с Ду 250 мм на Ду 400 мм протяженностью 554 м (**2025 - 2027 год**).

- Реконструкция с увеличением диаметров участка трубопровода от МК16-5Наб до МК16а-7Наб с Ду 500 мм на Ду 600 мм протяженностью 300 м (**2023 год**);

- Реконструкция с увеличением диаметров участка трубопровода от МК16а-7Наб до ТК-1-15мкр с Ду 500 мм на Ду 600 мм протяженностью 172 м (**2023 год**).

Состав мероприятий по варианту 1 для обеспечения качественного теплоснабжения микрорайона 17 в период с 2023 по 2033 год и капитальные затраты на их реализацию приведены в таблице 15. Всего финансовые затраты на реализацию описанных выше мероприятий составит **129,97 млн. руб.** без НДС на дату реализации.

Таблица 15 – Состав мероприятий по группе 3 для обеспечения качественного теплоснабжения микр-на 17 по варианту 1

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.	Итого на дату реализации, млн. руб.
28	ТК-1-15 мкр - ТК-маг.Пазитрон	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,273	0,426	93,5	Бесканальная	5,01	2023	2024	0,414	3,95	1,702	6,066
29	ТК-маг.Пазитрон - ТК ПНС 17мкр1	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,273	0,426	356	Бесканальная	19,08	2024	2025	1,62	15,432	6,647	23,699
32	ТК ПНС 17мкр2 - ТК-2-15мкр	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,273	0,426	59	Бесканальная	3,16	2024	2025	0,268	2,557	1,102	3,927
33	ТК-2-15мкр - ТК-3-15мкр	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,273	0,426	250	Бесканальная	13,4	2025	2026	1,167	11,108	4,785	17,06
34	ТК-3-15мкр - ТК-3а-15	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,273	0,426	95	Бесканальная	5,09	2026	2027	0,455	4,318	1,86	6,633
35	ТК-3а-15 - ТК-15	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,273	0,426	150	Бесканальная	8,04	2026	2027	0,718	6,818	2,937	10,473
37	МК16-5Наб - ТК-1-15мкр	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0,529	0,63	472	Бесканальная	62,11	2022	2023	4,348	40,372	17,391	62,111
Итого								115,89			8,99	84,56	36,42	129,97

Группа проектов 7

Группа проектов 7 - *Строительство и реконструкция насосных станций*

В состав группы проектов 3 входят мероприятия, соответствующие развитию **варианта 1.**

- Строительство повысительной насосной станции на подающем трубопроводе на участке между тепловыми камерами ТК-маг.Пазитрон и ТК-2-15мкр. Для обеспечения устойчивого гидравлического режима тепловой сети и подачи теплоносителя требуемых параметров в микрорайон 17 и 17А (**2024 год**).

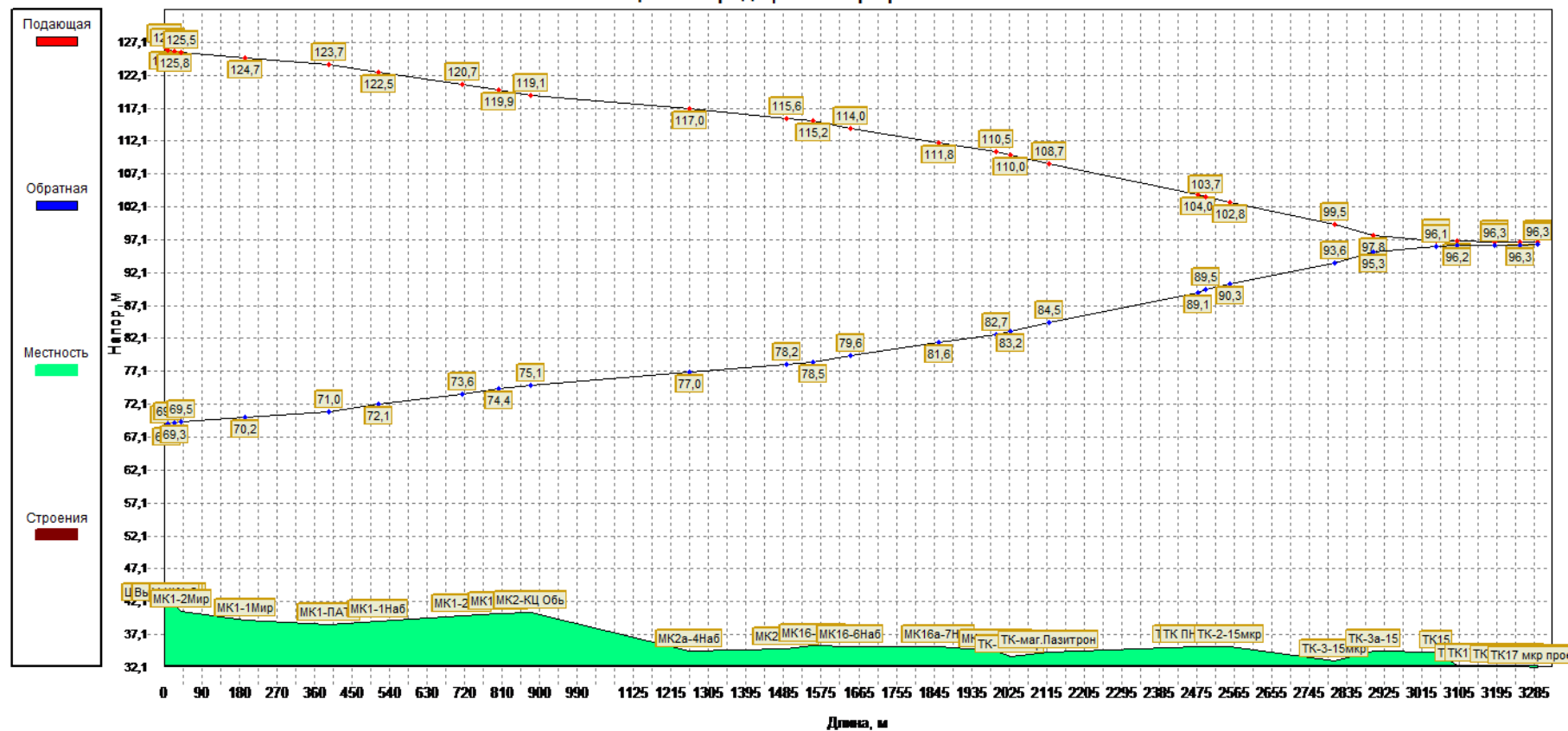
Состав мероприятий по варианту 1 для обеспечения качественного теплоснабжения микрорайона 17 в период с 2024 по 2033 год и капитальные затраты на их реализацию приведены в таблице 16. Всего финансовые затраты на реализацию описанных выше мероприятий составит **36,31 млн. руб. без НДС на дату реализации.**

Таблица 16 – Состав мероприятий по группе 7 для обеспечения качественного теплоснабжения микр-на 17 по варианту 1

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.	Итого стоимость на дату реализации
1	Строительство ПНС 17 мкр	ЦК-1	ОАО «ЮТТС»	0	0	0	0	30,00	2023	2024	2,48	23,65	10,19	36,31
Итого								30,00			2,48	23,65	10,19	36,31

Сравнительные пьезометрические графики участков тепловой сети до и после проведения мероприятий на периоды с 2023 по 2028 и с 2029 по 2033 представлены на рисунках ниже. Численные значения результатов гидравлического расчета приведены в таблицах ниже.

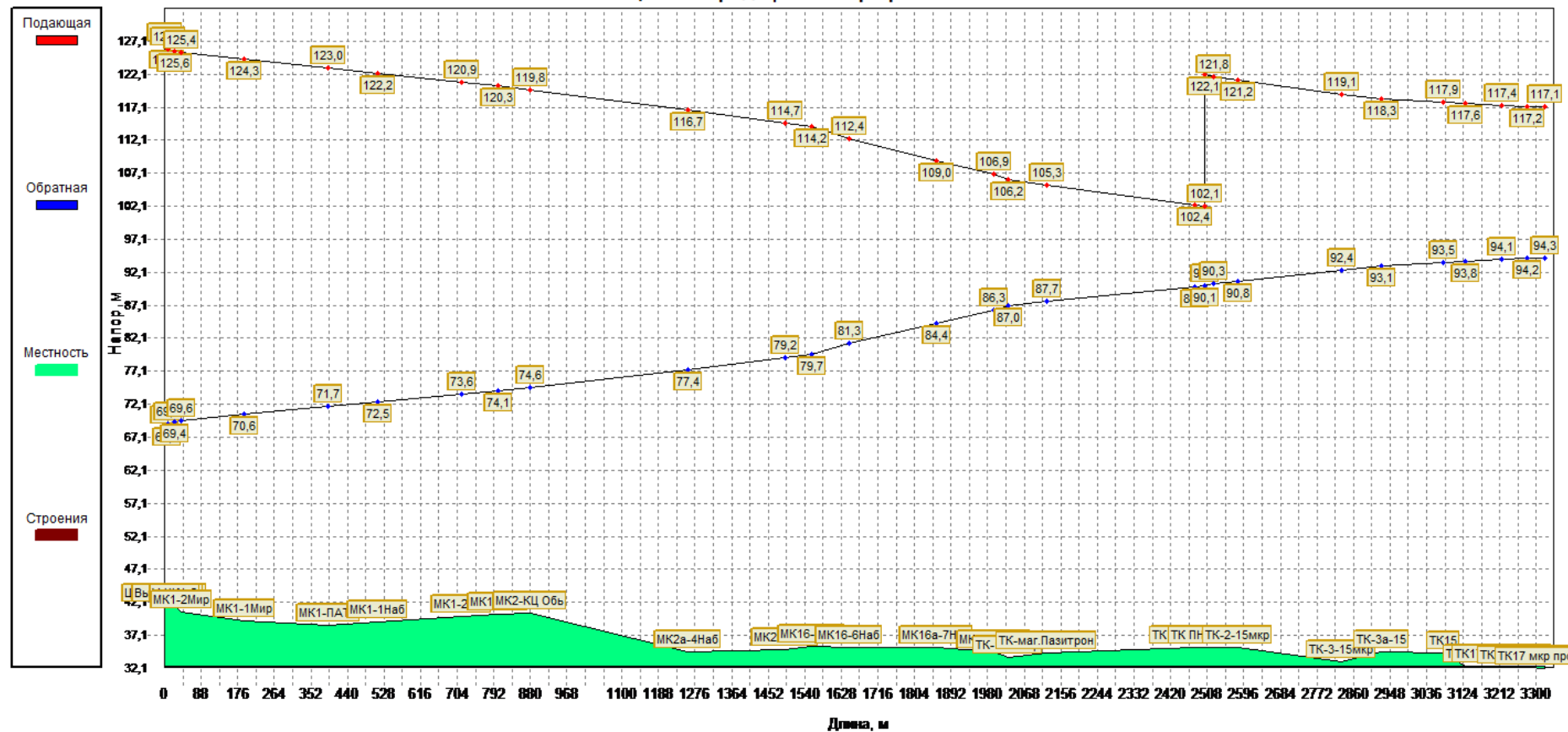
График падения напоров
ЦК1-Зочередь | ТК17 мкр проект



Длина(под), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	356,4	249,6	94,6	150,0	88,9	60,8
Длина(обр), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	356,4	249,6	94,6	150,0	88,9	60,8
Диаметр(под), мм	698	704	614	614	618	618	614	614	614	516	516	516	259	259	259	259	259	259	259
Диаметр(обр), мм	698	704	614	614	618	618	614	614	614	516	516	516	259	259	259	259	259	259	259
Расход(под), т/ч	2484,94	2484,94	2459,51	2400,80			2297,98	1962,78			1729,75	1676,77		312,32	309,76	309,76	350,00	87,29	
Расход(обр), т/ч	2318,00	2318,00	2292,58	2233,97			2152,01	1846,37			1640,09	1592,71		310,98	308,42	308,42	350,00	87,29	
Гидр. пот.(под), м	0,2	0,8	1,0	1,2	1,8	0,9	0,8	2,2	1,4	0,4	1,2	2,2	0,5	1,3	0,4	0,9	3,3	1,7	0,8
Гидр. пот.(обр), м	0,2	0,7	0,9	1,0	1,6	0,8	0,7	1,9	1,2	0,3	1,1	2,0	0,4	1,3	0,4	0,9	3,3	1,7	0,8

Рисунок 23 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК17 мкр проект 19 (без проведения мероприятий на 2028 год)

График падения напоров ЦК1-Зочередь | ТК17 мкр проект



Длина(под), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	356,4			249,6	94,6	150,0	88,9		
Длина(обр), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	356,4			249,6	94,6	150,0	88,9		
Диаметр(под), мм	698	704	704	704	706	706	614	614	614	516	516	516	412	414	414	414	412	412	412	311	311	
Диаметр(обр), мм	698	704	704	704	706	706	614	614	614	516	516	516	412	414	414	414	412	412	412	311	311	
Расход(под), т/ч	2877,70	2877,70	2852,28	2793,58			2690,76	2355,58			2122,74	2069,77		836,69			834,13	834,13	738,87			
Расход(обр), т/ч	2710,77	2710,77	2685,34	2626,75			2544,79	2239,16			2033,09	1985,72		726,94			724,38	724,38	738,87			
Гидр. пот.(под), м	0,2	1,1	1,3	0,8	1,2	0,6	0,5	3,1	2,0	0,6	1,8	3,4	0,7	0,9		0,3	0,6	2,1	0,7	0,5	0,2	0,3
Гидр. пот.(обр), м	0,1	1,0	1,2	0,7	1,1	0,5	0,5	2,8	1,8	0,5	1,6	3,1	0,7	0,7		0,2	0,4	1,6	0,7	0,5	0,2	0,3

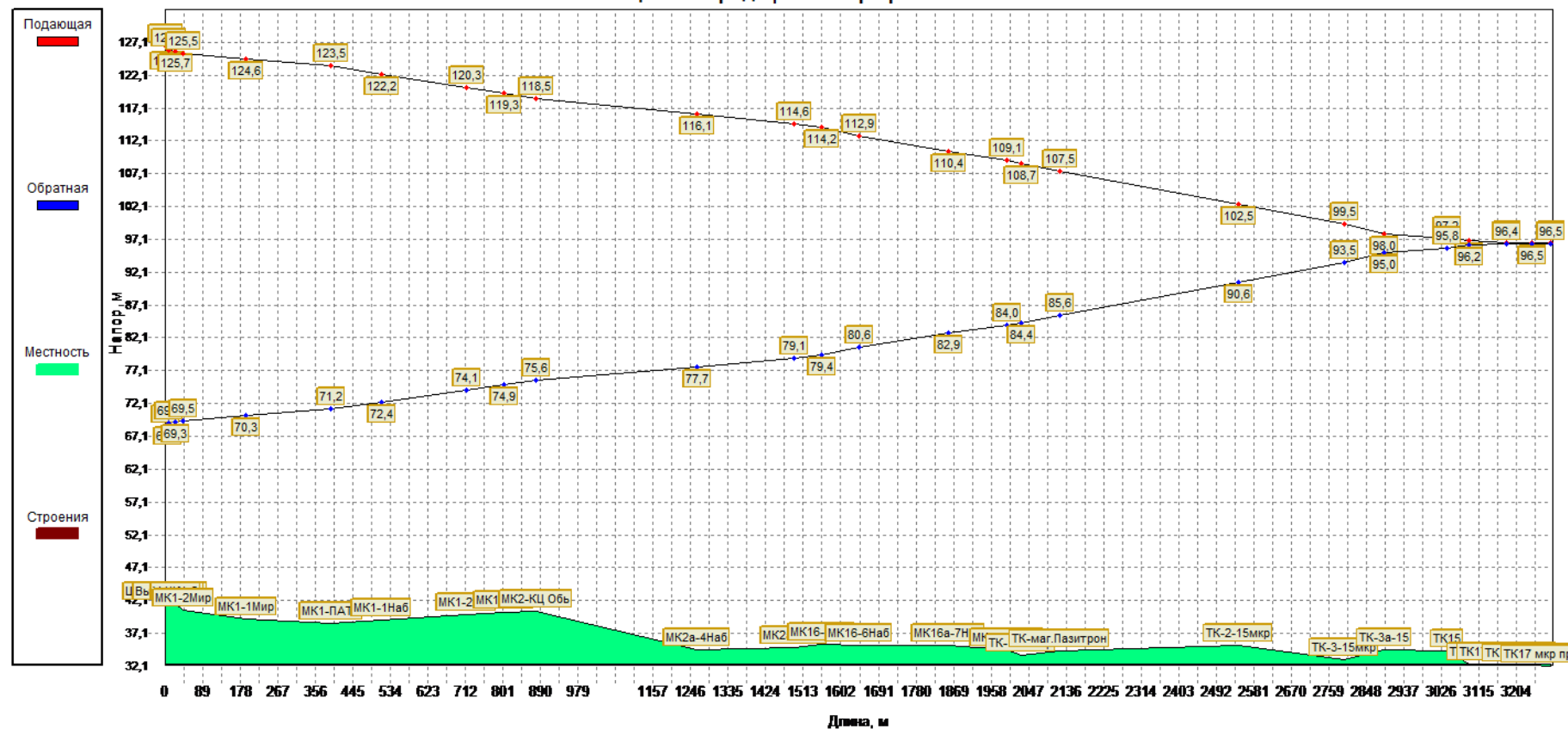
Рисунок 24 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК17 мкр проект 19 (после проведения мероприятий на 2028 год)

Таблица 17 – Результат гидравлического расчета участка от ЦК-1 до ТК17 мкр проект 19 (с учетом реализации мероприятий на 2028 год)

№ п/п	Узел Начальный	Узел Конечный	Длина, м	Диаметр, мм, Под.	Диаметр, мм, Обр.	Напор в конечном узле (абс.), м Под.	Напор в конечном узле (абс.), м Обр.	Потери напора, м, Под.	Потери напора, м, Обр.	Удельные потери, мм/м Под.	Удельные потери, мм/м Обр.	Расположение напора в конечном узле, м	Фактический расход, т/ч Под.	Фактический расход, т/ч Обр.	Скорость, м/с Под.	Скорость, м/с Обр.
1	ЦК1-Зочередь	У-К.1	4	796	796	126,1	69	0,51	0,42	127,7	105,3	57,07	5840,16	5304,71	3,35	3,04
2	У-К.1	Вых1.-Пр.3.	5	698	698	125,9	69,2	0,22	0,19	43,8	38,9	56,65	2877,7	2710,77	2,14	2,02
3	Вых1.-Пр.3.	У-ЦК1-2	13,6	698	698	125,6	69,4	0,27	0,24	19,9	17,7	56,14	2877,7	2710,77	2,14	2,02
4	У-ЦК1-2	МК1-2Мир	18,4	806	806	125,4	69,6	0,16	0,14	8,6	7,7	55,84	2877,7	2710,77	1,61	1,51
5	МК1-2Мир	МК1-1Мир	151	698	698	124,3	70,6	1,11	0,98	7,3	6,5	53,76	2877,7	2710,77	2,14	2,02
6	МК1-1Мир	МК1-ПАТП	201,3	704	704	123	71,7	1,33	1,18	6,6	5,8	51,25	2852,28	2685,34	2,09	1,97
7	МК1-ПАТП	МК1-1Наб	120	704	704	122,2	72,5	0,83	0,73	6,9	6,1	49,67	2793,58	2626,75	2,05	1,92
8	МК1-1Наб	МК1-2Наб	199,9	704	704	120,9	73,6	1,22	1,08	6,1	5,4	47,37	2743,58	2585,45	2,01	1,89
9	МК1-2Наб	МК1-3Наб	89	706	706	120,3	74,1	0,61	0,54	6,9	6,1	46,22	2706,79	2557,37	1,97	1,86
10	МК1-3Наб	МК2-КЦ Обь	76	706	706	119,8	74,6	0,54	0,48	7,1	6,3	45,2	2690,76	2544,79	1,96	1,85
11	МК2-КЦ Обь	МК2а-4Наб	382,1	614	614	116,7	77,4	3,1	2,8	8,1	7,3	39,29	2355,58	2239,16	2,27	2,16
12	МК2а-4Наб	МК2а-5Наб	231,1	614	614	114,7	79,2	1,96	1,77	8,5	7,7	35,57	2355,58	2239,16	2,27	2,16
13	МК2а-5Наб	МК16-5Наб	65	614	614	114,2	79,7	0,57	0,52	8,8	8,1	34,47	2122,74	2033,09	2,04	1,96
14	МК16-5Наб	МК16-6Наб	90	516	516	112,4	81,3	1,79	1,64	19,9	18,2	31,04	2122,74	2033,09	2,89	2,77
15	МК16-6Наб	МК16а-7Наб	210	516	516	109	84,4	3,37	3,1	16	14,8	24,57	2069,77	1985,72	2,82	2,71
16	МК16а-7Наб	МК16а-8Наб	138	516	516	106,9	86,3	2,08	1,91	15,1	13,8	20,58	1913,45	1831,41	2,61	2,5
17	МК16а-8Наб	ТК-1-15мкр	34	516	516	106,2	87	0,72	0,66	21,2	19,5	19,19	1913,45	1831,41	2,61	2,5
18	ТК-1-15мкр	ТК-маг.Пазитрон	93,5	412	412	105,3	87,7	0,89	0,67	9,5	7,2	17,63	836,69	726,94	1,79	1,55
19	ТК-маг.Пазитрон	ТК ПНС 17мкр1	356,4	414	414	102,4	89,9	2,94	2,22	8,2	6,2	12,48	834,13	724,38	1,77	1,53
20	ТК ПНС 17мкр1	ПНС	24,2	412	412	102,1	90,1	0,3	0,23	12,6	9,5	11,94	834,13	724,38	1,78	1,55
21	ПНС	ТК ПНС 17мкр2	20,9	412	412	121,8	90,3	0,26	0,2	12,6	9,5	31,48	834,13	724,38	1,78	1,55
22	ТК ПНС 17мкр2	ТК-2-15мкр	58,8	414	414	121,2	90,8	0,59	0,45	10,1	7,6	30,45	834,13	724,38	1,77	1,53
23	ТК-2-15мкр	ТК-3-15мкр	249,6	412	412	119,1	92,4	2,15	1,62	8,6	6,5	26,68	834,13	724,38	1,78	1,55
24	ТК-3-15мкр	ТК-3а-15	94,6	412	412	118,3	93,1	0,7	0,7	7,4	7,4	25,27	738,87	738,87	1,58	1,58
25	ТК-3а-15	ТК15	150	412	412	117,9	93,5	0,47	0,47	3,1	3,1	24,33	493,82	493,82	1,06	1,06
26	ТК15	ТК17-2	50,7	309	309	117,6	93,8	0,25	0,25	4,9	4,9	23,83	243,61	243,61	0,93	0,93
27	ТК17-2	ТК17 мкр проект	88,9	311	311	117,4	94,1	0,27	0,27	3	3	23,3	193,89	193,89	0,73	0,73

№ п/ п	Узел Начальный	Узел Конечный	Длин а, м	Диа м, мм, Под.	Диа м, мм, Обр.	Напор в конечно м узле (абс.), м Под.	Напор в конечно м узле (абс.), м Обр.	Потер и напор а, м, Под.	Потер и напор а, м, Обр.	Удельн ые потери, мм/м Под.	Удельн ые потери, мм/м Обр.	Распола г. напор в конеч. узле, м	Фактическ ий расход, т/ч Под.	Фактическ ий расход, т/ч Обр.	Скорост ь, м/с Под.	Скорост ь, м/с Обр.
28	ТК17 мкр проект	ТК17 мкр проект	60,8	311	311	117,2	94,2	0,16	0,16	2,7	2,7	22,98	182,28	182,28	0,68	0,68
29	ТК17 мкр проект	ТК17 мкр проект	43,4	311	311	117,1	94,3	0,07	0,07	1,5	1,5	22,85	137,48	137,48	0,52	0,52

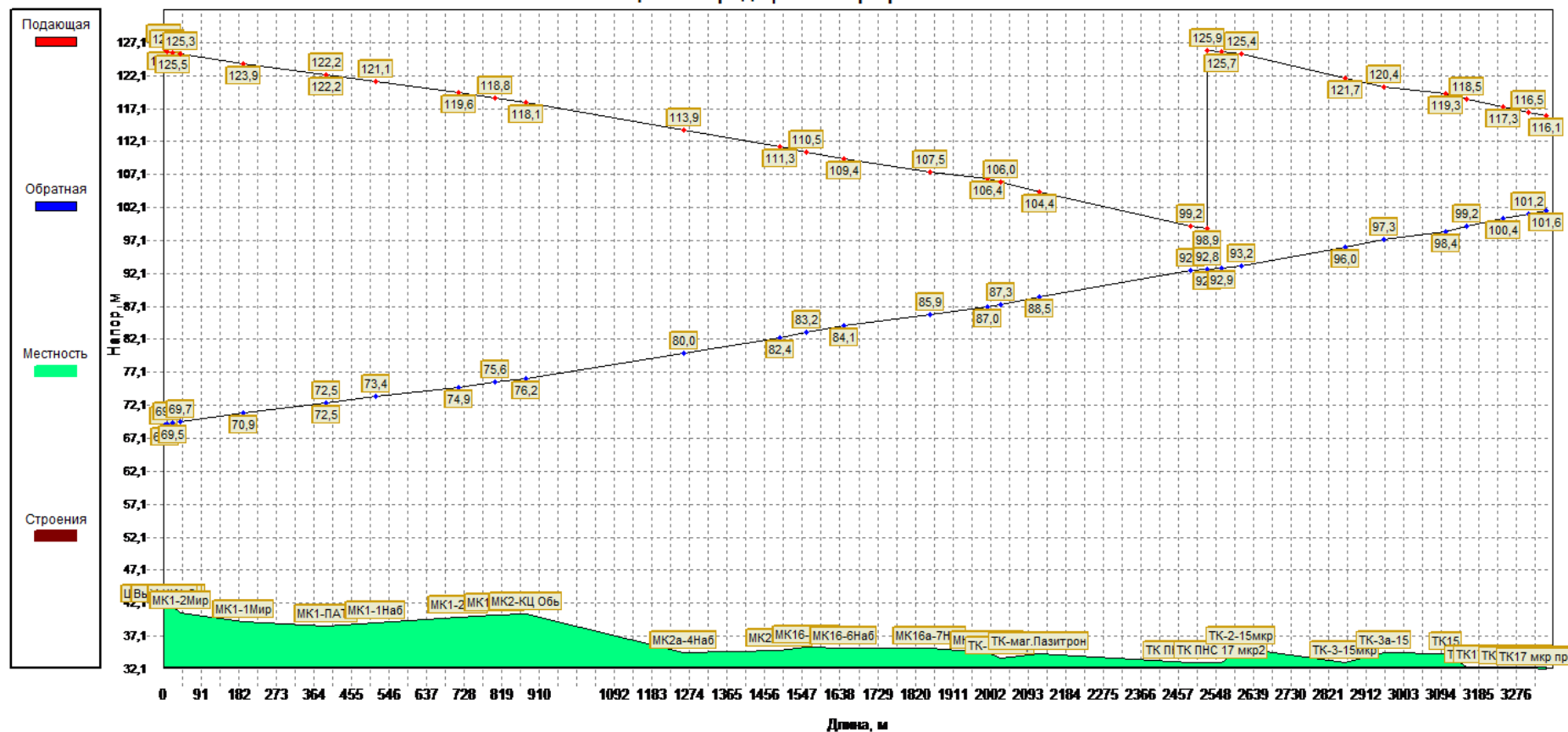
График падения напоров
ЦК1-Зочередь | ТК17 мкр проект



Длина(под), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	424,0	249,6	94,6	150,0	88,9	60,8
Длина(обр), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	424,0	249,6	94,6	150,0	88,9	60,8
Диаметр(под), мм	698	704	614	614	618	618	614	614	614	516	516	516	259	259	259	259	259	150	150
Диаметр(обр), мм	698	704	614	614	618	618	614	614	614	516	516	516	259	259	259	259	259	150	150
Расход(под), т/ч	2582,61	2582,61	2557,18	2498,55			2395,72	2058,37			1825,51	1772,53		297,21	294,65	294,65	329,01	44,52	
Расход(обр), т/ч	2415,67	2415,67	2390,25	2331,71			2249,76	1941,95			1735,86	1688,47		295,73	293,17	293,17	329,01	44,52	
Гидр. пот.(под), м	0,2	0,9	1,1	1,3	1,9	0,9	0,8	2,4	1,5	0,4	1,3	2,5	0,4	1,2	5,0	3,0	1,5	0,8	0,4
Гидр. пот.(обр), м	0,2	0,8	0,9	1,1	1,7	0,8	0,7	2,1	1,3	0,4	1,2	2,2	0,4	1,2	5,0	3,0	1,5	0,8	0,4

Рисунок 25 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК17 мкр проект 19 (без проведения мероприятий на 2033 год)

График падения напоров
ЦК1-Зочередь | ТК17 мкр проект



Длина(под), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	366,2	249,6	94,6	150,0	88,9		
Длина(обр), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	366,2	249,6	94,6	150,0	88,9		
Диаметр(под), мм	698	704	704	704	706	706	614	614	614	614	614	614	412	414	412	412	412	309	311	311
Диаметр(обр), мм	698	704	704	704	706	706	614	614	614	614	614	614	412	414	412	412	412	309	311	311
Расход(под), т/ч	3253,54	3253,54	0,00	3169,49			3066,68	2729,33			2496,80	2443,70		1103,33	1100,77		998,11			
Расход(обр), т/ч	3086,60	3086,60	0,00	3002,66			2920,71	2612,92			2407,14	2359,65		966,82	964,26	964,26	998,11			
Гидр. пот.(под), м	0,2	1,4	0,0	1,1	1,6	0,8	0,7	4,2	2,6	0,8	1,0	1,9	0,4	1,6	0,2	0,3	3,7	1,3	1,0	0,9
Гидр. пот.(обр), м	0,2	1,3	0,0	1,0	1,4	0,7	0,6	3,8	2,4	0,7	1,0	1,8	0,4	1,2	0,2	0,2	2,9	1,3	1,0	0,9

Рисунок 26 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК17 мкр проект 19 (после проведения мероприятий на 2033 год)

Таблица 18 – Результат гидравлического расчета участка от ЦК-1 до ТК17 мкр проект 19 (с учетом реализации мероприятий на 2033 год)

№ п/п	Узел Начальный	Узел Конечный	Длина, м	Диаметр, мм, Под.	Диаметр, мм, Обр.	Напор в конечном узле (абс.), м Под.	Напор в конечном узле (абс.), м Обр.	Потери напора, м, Под.	Потери напора, м, Обр.	Удельные потери, мм/м Под.	Удельные потери, мм/м Обр.	Расположение напора в конечном узле, м	Фактический расход, т/ч Под.	Фактический расход, т/ч Обр.	Скорость, м/с Под.	Скорость, м/с Обр.
1	ЦК1-Зочередь	У-К.1	4	796	796	126	69,1	0,58	0,48	144,9	121	56,94	6220,77	5685,32	3,56	3,26
2	У-К.1	Вых1.-Пр.3.	5	698	698	125,7	69,3	0,28	0,25	56	50,4	56,4	3253,54	3086,6	2,42	2,3
3	Вых1.-Пр.3.	У-ЦК1-2	13,6	806	806	125,5	69,5	0,19	0,17	13,7	12,3	56,05	3253,54	3086,6	1,82	1,72
4	У-ЦК1-2	МК1-2Мир	18,4	806	806	125,3	69,7	0,2	0,18	11	9,9	55,67	3253,54	3086,6	1,82	1,72
5	МК1-2Мир	МК1-1Мир	151	698	698	123,9	70,9	1,41	1,27	9,4	8,4	52,98	3253,54	3086,6	2,42	2,3
6	МК1-1Мир	МК1-ПАТП	201,3	704	704	122,2	72,5	1,7	1,53	8,4	7,6	49,75	3228,11	3061,17	2,36	2,24
7	МК1-ПАТП	МК1-1Наб	120	704	704	121,1	73,4	1,07	0,96	8,9	8	47,71	3169,49	3002,66	2,32	2,2
8	МК1-1Наб	МК1-2Наб	199,9	704	704	119,6	74,9	1,58	1,42	7,9	7,1	44,71	3119,49	2961,37	2,28	2,17
9	МК1-2Наб	МК1-3Наб	89	706	706	118,8	75,6	0,79	0,72	8,9	8	43,2	3082,7	2933,29	2,24	2,14
10	МК1-3Наб	МК2-КЦ Обь	76	706	706	118,1	76,2	0,7	0,63	9,2	8,3	41,87	3066,68	2920,71	2,23	2,13
11	МК2-КЦ Обь	МК2а-4Наб	382,1	614	614	113,9	80	4,16	3,81	10,9	10	33,89	2729,33	2612,92	2,63	2,52
12	МК2а-4Наб	МК2а-5Наб	231,1	614	614	111,3	82,4	2,63	2,41	11,4	10,4	28,85	2729,33	2612,92	2,63	2,52
13	МК2а-5Наб	МК16-5Наб	65	614	614	110,5	83,2	0,79	0,73	12,1	11,3	27,33	2496,8	2407,14	2,4	2,32
14	МК16-5Наб	МК16-6Наб	90	614	614	109,4	84,1	1,04	0,97	11,6	10,8	25,31	2496,8	2407,14	2,4	2,32
15	МК16-6Наб	МК16а-7Наб	210	614	614	107,5	85,9	1,94	1,8	9,2	8,6	21,57	2443,7	2359,65	2,35	2,27
16	МК16а-7Наб	МК16а-8Наб	138	614	614	106,4	87	1,11	1,03	8,1	7,5	19,43	2171,02	2088,98	2,09	2,01
17	ТК ПНС 17 мкр1	ПНС	39,9	516	516	98,9	92,8	0,27	0,21	6,7	5,1	6,15	1100,77	964,26	1,5	1,31
18	ТК-1-15мкр	ТК-маг.Пазитрон	93,5	412	412	104,4	88,5	1,55	1,19	16,6	12,7	15,9	1103,33	966,82	2,36	2,07
19	ТК-маг.Пазитрон	ТК ПНС 17 мкр1	366,2	414	414	99,2	92,6	5,25	4,03	14,3	11	6,63	1100,77	964,26	2,33	2,04
20	ПНС[вых]	ТК ПНС 17 мкр2	34,1	516	516	125,7	92,9	0,23	0,18	6,7	5,1	32,75	1100,77	964,26	1,5	1,31
21	МК16а-8Наб	ТК-1-15мкр	34	614	614	106	87,3	0,41	0,38	12	11,1	18,64	2171,02	2088,98	2,09	2,01
22	ТК15	ТК17-2	50,7	309	309	118,5	99,2	0,88	0,88	17,3	17,3	19,22	458,05	458,05	1,74	1,74
23	ТК-2-15мкр	ТК-3-15мкр	249,6	412	412	121,7	96	3,74	2,87	15	11,5	25,6	1100,77	964,26	2,35	2,06
24	ТК-3-15мкр	ТК-3а-15	94,6	412	412	120,4	97,3	1,28	1,28	13,5	13,5	23,04	998,11	998,11	2,13	2,13
25	ТК-3а-15	ТК15	150	412	412	119,3	98,4	1,03	1,03	6,9	6,9	20,98	730,74	730,74	1,56	1,56
26	ТК ПНС 17 мкр2	ТК-2-15мкр	48,1	515	515	125,4	93,2	0,3	0,23	6,3	4,8	32,22	1100,77	964,26	1,51	1,32
27	ТК17-2	ТК17 мкр проект	88,9	311	311	117,3	100,4	1,18	1,18	13,3	13,3	16,85	408,32	408,32	1,53	1,53

№ п/ п	Узел Начальный	Узел Конечный	Длин а, м	Диа м, мм, Под.	Диа м, мм, Обр.	Напор в конечно м узле (абс.), м Под.	Напор в конечно м узле (абс.), м Обр.	Потер и напор а, м, Под.	Потер и напор а, м, Обр.	Удельн ые потери, мм/м Под.	Удельн ые потери, мм/м Обр.	Распола г. напор в конеч. узле, м	Фактическ ий расход, т/ч Под.	Фактическ ий расход, т/ч Обр.	Скорост ь, м/с Под.	Скорост ь, м/с Обр.
28	ТК17 мкр проект	ТК17 мкр проект	60,8	311	311	116,5	101,2	0,76	0,76	12,6	12,6	15,33	396,71	396,71	1,49	1,49
29	ТК17 мкр проект	ТК17 мкр проект	43,4	311	311	116,1	101,6	0,43	0,43	9,9	9,9	14,47	351,92	351,92	1,32	1,32

3.3. Вариант строительства нового источника (ЦК-3)

Источники теплоснабжения

Вариант 2 предполагает обеспечивать теплоснабжение перспективных потребителей, микрорайонов 17 и 17А от новой котельной со строительством новых тепловых сетей.



Рисунок 27 – Зона действия нового источника теплоснабжения в 17-м микрорайоне

Мероприятия, планируемые для ЦК-1 и ЦК-2, полностью аналогичны предыдущему варианту.

Предполагается, что переключение нагрузок микрорайонов 17 и 17А от ЦК-1 на новый источник будет осуществлено в 2025 году.

Суммарная нагрузка переключаемых потребителей (на 2025 год) в данных районах составит 16,3 Гкал/ч.

Баланс тепловой мощности ЦК-1 и тепловой нагрузки в зоне ее действия согласно данному Варианту приведен на рисунке 28 и в таблице 20.

**Баланс тепловой мощности ЦК-1 на период разработки Схемы
теплоснабжения**

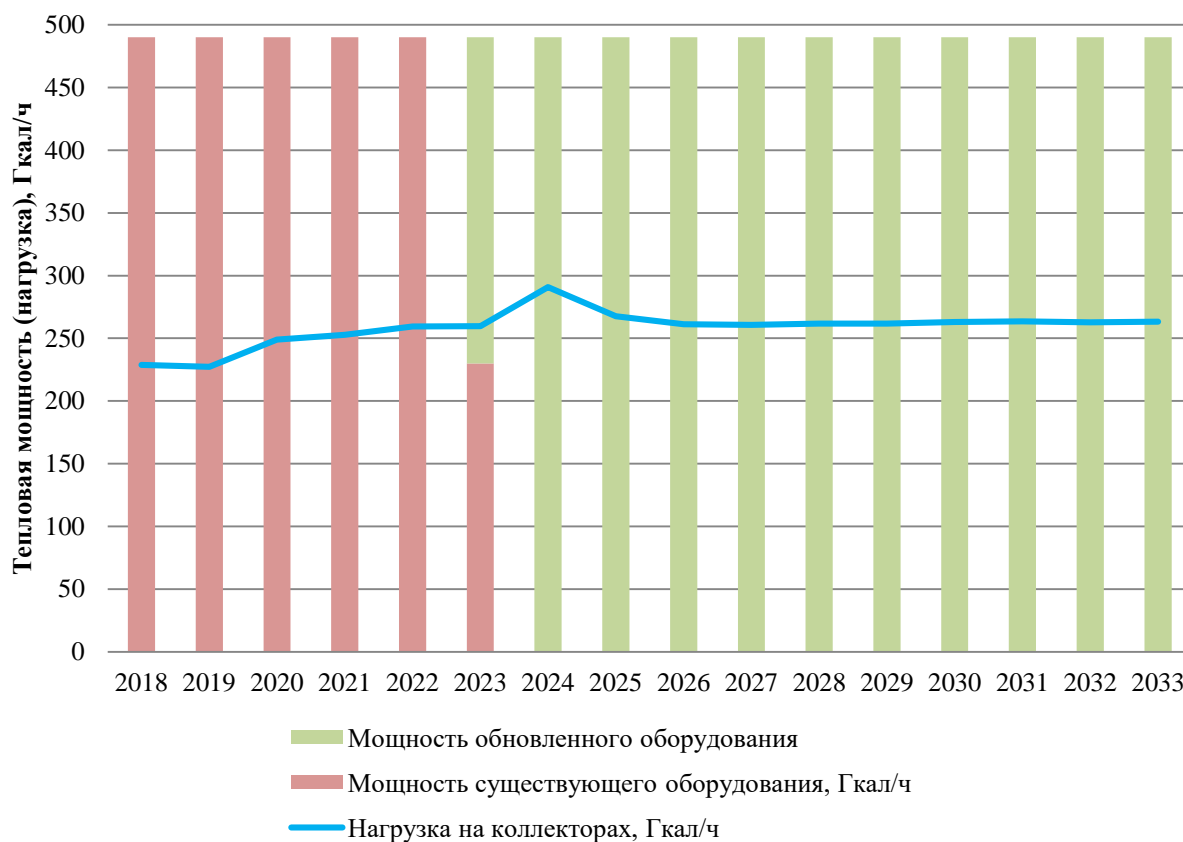


Рисунок 28 – Баланс тепловой мощности ЦК-1 на период Схемы

Строительство Нового источника (ЦК-3) запланировано в две очереди: первая очередь в 2025 году и вторая очередь в 2028 году. Ввод котельной очередями позволит при необходимости скорректировать планируемую тепловую мощность Нового источника в зависимости от фактической реализации Генерального плана.

На котельной планируется установить водогрейные водотрубные котлы типа 2хКВ-ГМ-8,7-150 и 3хКВ-ГМ-11,6-150 суммарной тепловой мощностью 45 Гкал/ч. Конкретную марку котлов предлагается определить на этапе ТЭО проекта строительства нового источника.

Планируемая схема водоподготовки на новом источнике предусматривает вакуумную деаэрацию сетевой воды водяными эжекторами. Также подпитка нового источника может осуществляться из сетевого контура ЦК-1.

Планируемый состав оборудования Нового источника (ЦК-3) представлен в таблице 19.

Баланс тепловой мощности Нового источника (ЦК-3) и тепловой нагрузки в зоне ее действия согласно данному Варианту приведен на рисунке 29 и в таблице 21.

Таблица 19 – Состав оборудования Нового источника (ЦК-3)

Ст. №	Существующее положение			Перспектива		
	Оборудование	Год ввода (последнего капитального ремонта)	Производитель ность	Оборудование	Год ввода (последнего капитальног о ремонта)	Производитель ность
Водогрейные котлы						
1	-	-	-	КВ-ГМ-8,7-150	2025	7,5 Гкал/ч
2	-	-	-	КВ-ГМ-8,7-150	2025	7,5 Гкал/ч
3	-	-	-	КВ-ГМ-11,6-150	2025	10,0 Гкал/ч
4	-	-	-	КВ-ГМ-11,6-150	2028	10,0 Гкал/ч
5	-	-	-	КВ-ГМ-11,6-150	2028	10,0 Гкал/ч
Всего по котельной			-			45 Гкал/ч

Баланс тепловой мощности ЦК-3 на период разработки Схемы теплоснабжения



Рисунок 29 – Баланс тепловой мощности ЦК-3 на период разработки Схемы теплоснабжения

Таблица 20 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки ЦК-1 на период разработки Схемы теплоснабжения

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Мощности	Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
		Располагаемая мощность	Гкал/ч	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
		Собственные нужды	Гкал/ч	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
		Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4
		Мощность существующего оборудования, Гкал/ч	Гкал/ч	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	230,0										
		Мощность обновленного оборудования	Гкал/ч						260,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
		Мощность оборудования прошедшего капитальный ремонт (замену), Гкал/ч	Гкал/ч						260,0	230,0									
		Краткое описание мероприятий на источнике			Модернизация АПУ ТЭ				Автоматизация ТП регулирования безопасности Модернизация котлов 2хПТВМ-30М №1, №3 и 2хКВГМ-100 №1, 2	Модернизация котлов ПТВМ-30М №2, и 2хКВГМ-100 №3, 4									
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч	228,8	227,2	248,9	252,9	259,4	259,8	291,0	267,7	261,2	260,6	261,6	261,6	262,9	263,6	262,9	263,2
	Сети	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	11,8	11,8	15,4	15,4	15,0	14,5	15,7	15,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал/ч	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
		Потери в новых сетях	Гкал/ч																
		Потери в переключаемых сетях	Гкал/ч			3,55	3,55	3,21	2,70	3,86	3,22	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
		СУ-62	Гкал/ч			0,17	0,17	0,17											
		Юго-Западная	Гкал/ч			3,38	3,38	3,04	2,70	2,36	2,02								
		ЦК-2	Гкал/ч							1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
		ЦК-3	Гкал/ч							-0,30	-0,30	-0,30	-0,30	-0,30	-0,30	-0,30	-0,30	-0,30	-0,30
		Краткое описание переключения				Переключение от СУ-62 +0,17 Гкал/ч Переключение от Юго-Западной +3,38 Гкал/ч		Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -0,34 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -0,34 Гкал/ч; Расселение СУ-62 -0,17 Гкал/ч	Переключение нагрузок с ЦК-2 +1,5 Гкал/ч; Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -0,34 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -0,34 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -2,02 Гкал/ч							

Звено	Звено	Наименование		Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения																
					2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
	Потребители	Подключенная нагрузка, Гкал/ч		Гкал/ч	217,0	215,4	233,5	237,5	244,4	245,3	275,3	252,6	248,2	247,6	248,6	248,6	249,9	250,6	249,9	250,2	
		Нагрузка существующих потребителей (с учетом снижения)		Гкал/ч	211,3	206,7	202,1	197,0	196,2	194,6	192,0	191,1	190,0	189,4	188,7	188,0	187,6	186,6	185,6	184,8	
		Прирост нагрузок нового строительства		Гкал/ч	5,7	8,7	12,7	21,8	32,9	40,4	51,5	52,6	52,7	52,7	54,3	55,1	56,8	58,5	58,7	59,9	
		Переключение нагрузок		Гкал/ч			18,72	18,72	15,29	10,25	31,82	8,91	5,52	5,52	5,52	5,52	5,52	5,52	5,52	5,52	
		СУ-62		Гкал/ч			1,61	1,61	1,61												
		Юго-Западная		Гкал/ч			17,11	17,11	13,68	10,25	6,82	3,39									
		ЦК-2		Гкал/ч							25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	
		ЦК-3		Гкал/ч								-19,48	-19,48	-19,48	-19,48	-19,48	-19,48	-19,48	-19,48	-19,48	
		Краткое описание изменения нагрузки					Переключение от СУ-62 +1,61 Гкал/ч Переключение от Юго-Западной +17,11 Гкал/ч		Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -3,43 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -3,43 Гкал/ч; Расселение СУ-62 -1,61 Гкал/ч	Переключение нагрузок с ЦК-2 +25,0 Гкал/ч; Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -3,43 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -3,43 Гкал/ч Переключение нагрузок на ЦК-3 - 12,0 Гкал/ч									
Энергии	Источник	Выработка тепловой энергии		Гкал	929668,7	873576,8	932245,0	932245,0	961821,8	968051,1	1042986,6	960352,2	944319,1	943542,8	948362,2	949644,6	955201,7	958996,7	957707,7	960090,7	
		Собственные нужды	Гкал	22067,8	22067,8	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	
			%	2,4%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,1%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	
		Изменение собственных нужд		Гкал																	
		Краткое описание изменения собственных нужд		Гкал																	
	Сети	Отпуск с коллекторов		Гкал	907600,9	851509,0	909840,0	909840,0	939416,8	945646,1	1020581,6	937947,2	921914,1	921137,8	925957,2	927239,6	932796,7	936591,7	935302,7	937685,7	
		Потери в ТС	Гкал	82098,2	89035,0	99732,0	99732,0	98847,6	96110,2	99893,5	93707,3	88400,9	88400,9	88400,9	88400,9	88400,9	88400,9	88400,9	88400,9	88400,9	
			%	9,0%	10,5%	11,0%	11,0%	10,5%	10,2%	9,8%	10,0%	9,6%	9,6%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,4%	9,5%	9,4%	
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)		Гкал	82098,2	89035,0	89035,0	89035,0	89035,0	89035,0	89035,0	89035,0	89035,0	89035,0	89035,0	89035,0	89035,0	89035,0	89035,0	89035,0	89035,0
		Потери в новых сетях		Гкал																	
		Потери в переключаемых сетях		Гкал			10697,0	10697,0	9812,6	7075,2	10858,5	4672,3	-634,1	-634,1	-634,1	-634,1	-634,1	-634,1	-634,1	-634,1	-634,1
		СУ-62					1853,0	1853,0	1853,0												
		Юго-Западная					8844,0	8844,0	7959,6	7075,2	6190,8	5306,4									
		ЦК-2									4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7
		ЦК-3										-5301,8	-5301,8	-5301,8	-5301,8	-5301,8	-5301,8	-5301,8	-5301,8	-5301,8	-5301,8
	Потребитель	Полезный отпуск		Гкал	825502,7	762474,0	810108,0	810108,0	840569,2	849535,9	920688,1	844239,9	833513,2	832737,0	837556,4	838838,7	844395,8	848190,8	846901,8	849284,8	

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Технико-экономические показатели		Полезный отпуск в существующей зоне	Гкал	802902,0	731764,0	716762,5	683833,5	682231,5	677890,5	670340,5	668555,5	666002,5	665211,5	664144,5	662672,5	662655,5	660481,5	658305,5	656869,5
		Полезный отпуск новым потребителям	Гкал	22600,7	30710,0	45266,0	78195,0	118593,0	146738,0	187664,0	191773,5	191837,5	191852,2	197738,6	200493,0	206067,1	212036,1	212923,1	216742,1
		Полезный отпуск переключаемым потребителям	Гкал			48079,5	48079,5	39744,7	24907,3	62683,6	-16089,1	-24326,8	-24326,8	-24326,8	-24326,8	-24326,8	-24326,8	-24326,8	-24326,8
		СУ-62				6502,5	6502,5	6502,5											
		Юго-Западная				41577,0	41577,0	33242,2	24907,3	16572,5	8237,6								
		ЦК-2								46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1
		ЦК-3									-70437,9	-70437,9	-70437,9	-70437,9	-70437,9	-70437,9	-70437,9	-70437,9	-70437,9
	Вода	Расход ВОДЫ	тыс. м3	454,7	396,9	430,4	430,4	231,7	212,2	218,4	216,2	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6
		Потребление воды	тыс. м3	1877,4	1819,6	1853,2	1853,2	231,7	212,2	218,4	216,2	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6
		Собственные нужды	тыс. м3	285,1	227,3	227,3	227,3	30,5	27,6	29,5	29,1	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9
			%	15,2%	12,5%	12,3%	12,3%	13,2%	13,0%	13,5%	13,5%	13,3%	13,3%	13,3%	13,3%	13,3%	13,3%	13,3%	13,3%
		Потери в ТС	тыс. м3	169,5	169,5	203,1	203,1	201,2	184,6	188,9	187,1	175,7	175,7	175,7	175,7	175,7	175,7	175,7	175,7
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)		169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5
		Потери в новых сетях																	
		Потери в переключаемых сетях				33,6	33,6	31,7	15,1	19,4	17,5	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
		СУ-62				14,7	14,7	14,7											
		Юго-Западная				18,9	18,9	17,0	15,1	13,2	11,3								
		ЦК-2								10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
		ЦК-3								-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2
		Разбор т/н на ГВС	тыс. м3	1422,8	1422,8	1422,8	1422,8												
	Топливо	Потребление топлива	тыс. нм3	123713,1	115739,8	123668,3	123668,3	127688,5	128535,2	137116,1	125018,0	122881,0	122777,5	123419,9	123590,8	124331,5	124837,3	124665,5	124983,1
			тыс. т.у.т.	147938,9	138404,3	147885,4	147885,4	152692,8	153705,3	163966,6	149499,4	146943,9	146820,2	147588,3	147792,7	148678,5	149283,4	149077,9	149457,7
	ЭЭ	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	163,0	162,5	162,5	162,5	162,5	162,5	160,7	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4
		Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	27863,3	26141,3	27932,1	27932,1	28840,1	29031,3	31638,0	27669,4	26551,1	26528,8	27223,1	27539,0	28077,2	28378,7	28246,1	28411,9
		УРЭЭ	кВт*ч/Гкал	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	31,0	29,5	28,8	28,8	29,4	29,7	30,1	30,3	30,2	30,3

Таблица 21 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Нового источника (ЦК-3) на период разработки Схемы теплоснабжения

Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч								35,0	35,0	35,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
	Располагаемая мощность	Гкал/ч								35,0	35,0	35,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0

Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	Собственные нужды	Гкал/ч								0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч								34,1	34,1	34,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1
	Мощность существующего оборудования, Гкал/ч	Гкал/ч																
	Мощность обновленного оборудования	Гкал/ч								35,0	35,0	35,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
	Мощность оборудования прошедшего капитальный ремонт (замену), Гкал/ч	Гкал/ч								35,0			10,0					
	Краткое описание мероприятий на источнике									Ввод 1-й очереди			Ввод 2-й очереди					
	Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч								25,8	25,8	26,3	29,1	30,3	31,6	31,6	31,7	31,7
	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7
Сети	Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Потери в новых сетях	Гкал/ч										0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4
	Потери в переключаемых сетях	Гкал/ч								0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Краткое описание переключения									Переключение нагрузок от ЦК-1 -0,3 Гкал/ч								
Потребители	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч								25,5	25,5	25,9	28,6	29,8	31,0	31,0	31,0	31,0
	Нагрузка существующих потребителей (с учетом снижения)	Гкал/ч																
	Прирост нагрузок нового строительства	Гкал/ч								6,1	6,1	6,4	9,1	10,3	11,5	11,5	11,5	11,5
	Переключение нагрузок	Гкал/ч								19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
	Краткое описание изменения нагрузки									Переключение нагрузок от ЦК-1 12,0 Гкал/ч								

Тепловые сети

Группа проектов 1

Первоочередными мероприятиями **варианта 2** также, как и по варианту 1, являются мероприятия по установлению гидравлического режима тепловой сети от ЦК-1, обеспечивающего необходимое качество теплоснабжения удаленных потребителей в микрорайоне 17.

Для решения задачи по обеспечению качественного теплоснабжения существующих потребителей микрорайона 17 необходимо выполнить следующие мероприятия на тепловых сетях, а именно головной магистрали от ЦК-1, которые являются безальтернативными для обоих вариантов, так как они должны быть реализованы до принятия решения о строительстве новой котельной в 17-м микрорайоне. Описание мероприятий, а также результаты гидравлического расчета до и после проведения мероприятий представлено в разделе 3.3.

Группа проектов 2

Активная застройка микрорайонов 17 и 17А начнется с 2023 по 2033 годы согласно существующим проектам планировок застройки территории.

В состав **группы проектов 2** входят мероприятия, которые необходимо выполнить для в обоих вариантах развития (инвариантные мероприятия), а также мероприятия, соответствующие развитию того или иного сценария.

Инвариантные мероприятия для осуществления теплоснабжения существующих и перспективных потребителей, входящих в состав **группы 2** приведены в разделе 3.3.

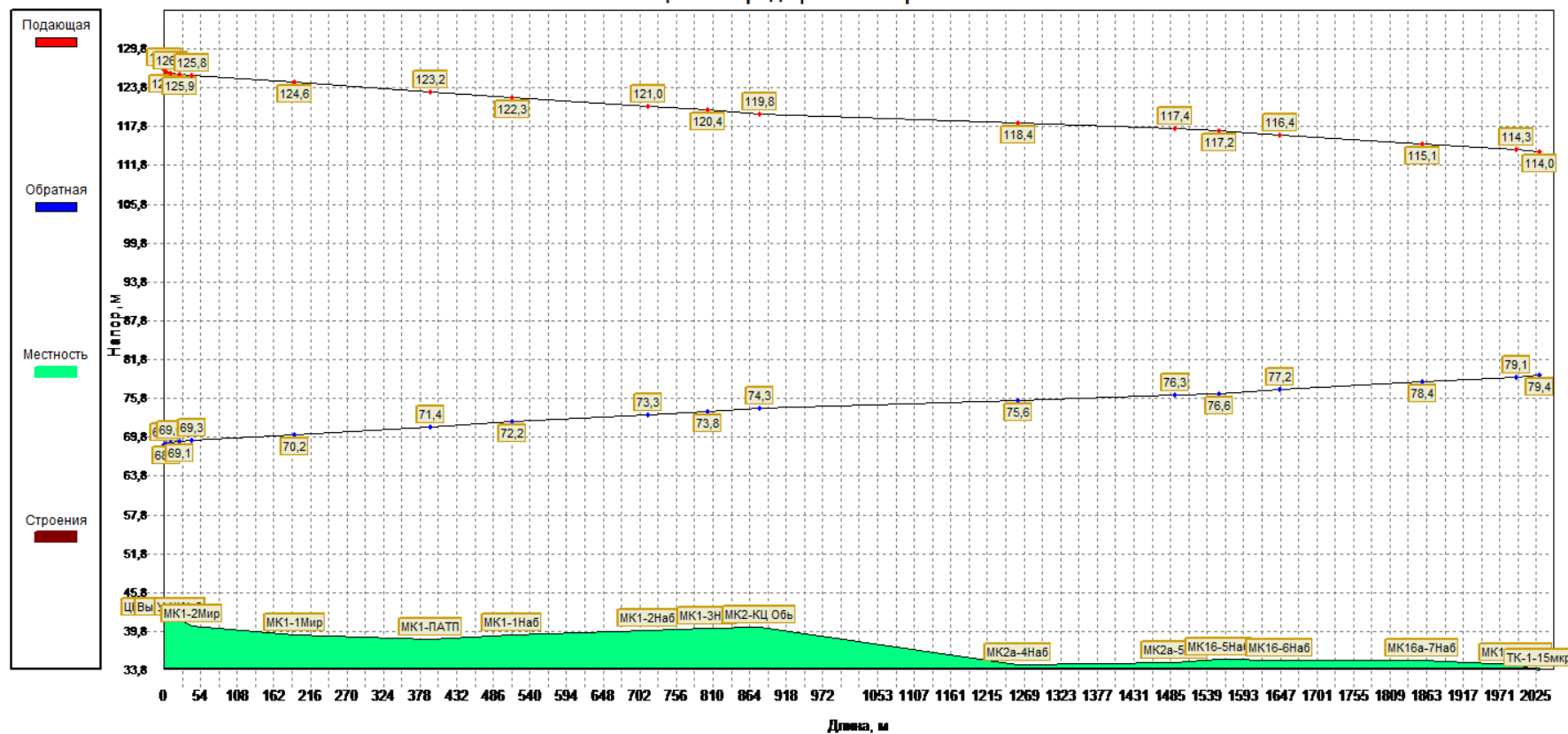
К мероприятиям по **варианту 2** для осуществления теплоснабжения существующих и перспективных потребителей, входящих в состав **группы 2**, относятся:

- Строительство тепловой сети от новой котельной до существующей тепловой камеры ТК-15 диаметром Ду 500 мм протяженностью 610 м;

Результаты гидравлического расчета на 2028 год в виде пьезометрических графиков участков тепловых сетей от ЦК-1 и от новой котельной в 17-м микрорайоне приведены на рисунках 30 и 31.

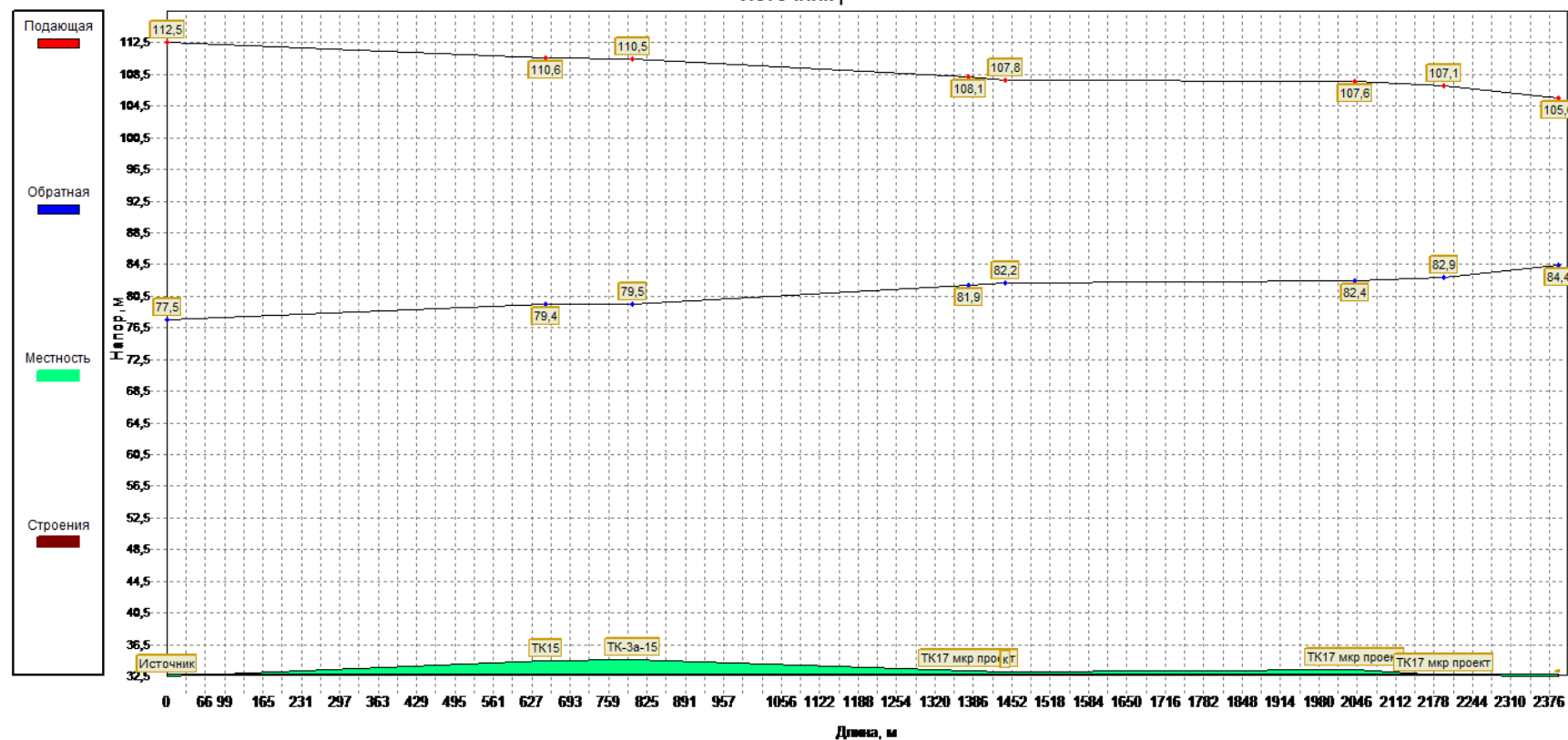
Состав мероприятий по **варианту 2** для группы проектов 2 для обеспечения качественного теплоснабжения микрорайона 17 на период с 2023 по 2028 годы и капитальные затраты на их реализацию приведены в таблице 22. Всего финансовые затраты на реализацию описанных выше мероприятий составит **51,95 млн. руб.** на дату реализации.

График падения напоров
ЦК1-Зочередь | ТК-1-15мкр



Длина(под), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	
Длина(обр), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	
Диаметр(под), мм	618	614	614	614	618	618	614	614	614	516	516	516	516
Диаметр(обр), мм	618	614	614	614	618	618	614	614	614	516	516	516	516
Расход(под), т/ч	2137,44	2137,44	2112,02	2053,30	2003,29	1966,50	1950,47	1615,16		1381,91	1381,91	1328,92	
Расход(обр), т/ч	1970,51	1970,51	1945,08	1886,46	1845,17	1817,08	1804,51	1498,75		1292,25	1292,25	1244,87	
Гидр. пот.(под), м	0,2	1,1	1,5	0,9	1,3	0,6	0,5	1,5	0,9	0,2	0,8	1,4	0,8
Гидр. пот.(обр), м	0,1	1,0	1,2	0,7	1,1	0,5	0,5	1,3	0,8	0,2	0,7	1,2	0,7

Рисунок 30 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 до ТК-1-15мкр (после проведения мероприятий на 2028 год)



Длина(под), м	650,2	150,0	577,6	63,8	600,6	153,3	195,5
Длина(обр), м	650,2	150,0	577,6	63,8	600,6	153,3	195,5
Диаметр(под), мм	516	412	259	207	150	150	125
Диаметр(обр), мм	516	412	259	207	150	150	125
Расход(под), т/ч	733,52	733,52	238,62		87,11	9,50	28,32
Расход(обр), т/ч	733,52	733,52	238,62		87,11	9,50	28,32
Гидр. пот.(под), м	1,9	1,9	0,1	2,3	0,3	0,2	0,5
Гидр. пот.(обр), м	1,9	1,9	0,1	2,3	0,3	0,2	0,5

Рисунок 31 – Пьезометрический график участка от Новой котельной в 17-м микрорайоне до потребителя «Школа» (после подключения перспективы на 2028 год)

Таблица 22 – Состав мероприятий по группе 2 для обеспечения качественного теплоснабжения мкр-на 17 по варианту 2

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.	Итого на дату реализации, млн. руб.
18	Новая котельная - ТК-15	ЦК-3	Неопределенная ТСО	0,529	610	Бесканальная	42,92	2023	2024	3,544	33,834	14,575	51,95
Итого							42,92			3,54	33,83	14,58	51,95

Группы проектов 3 и 7

Мероприятий, направленных на улучшение качества теплоснабжения микрорайонов 17 и 17А на период с 2023 по 2033 год, входящих в состав **групп проектов 3 и 7** по **варианту 2** не предусматривается.

3.4. Сравнение капитальных вложений по Вариантам

В таблице 23 представлены суммарные капитальные вложения в источники и тепловые сети по рассматриваемым Вариантам.

- Стоимость модернизации основного и вспомогательного оборудования на ЦК-1 и ЦК-2 – 174,5 млн. руб.
- Стоимость мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей по варианту 1 – 327,06 млн. руб.
- Стоимость мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей по варианту 2 – 210,04 млн. руб.
- Стоимость строительства Нового источника – 287,6 млн руб.

Суммарные затраты по варианту 1 – 422,96 млн. руб. без НДС на дату реализации.

Суммарные затраты по варианту 2 – 593,55 млн. руб. без НДС на дату реализации.

Таблица 23 – Сравнение капитальных вложений по Вариантам, млн. руб. без НДС на дату реализации

Объекты	Вариативность	Наименование	Ед. Изм.	Период Схемы теплоснабжения																
				2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Источники	Инвариантно	Модернизация основного и вспомогательного оборудования на ЦК-1 и ЦК-2	млн. руб.	0,00			22,48	11,67	22,69	64,14	53,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Вариант 2	Строительство нового источника	млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	86,60	133,60	0,00	26,60	40,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Тепловые сети	Инвариантно	Группа 1 "Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)"	млн. руб.																	
	Инвариантно	Группа 2 "Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения"	млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,74	10,37	3,40	13,92	13,38	6,86	3,87	10,64	16,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Вариант 1		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Вариант 2			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,54	48,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Вариант 1	Группа 3 "Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки"	млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,35	58,18	7,54	26,91	17,06	15,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Вариант 1	Группа 7 "Строительство и реконструкция насосных станций"	млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,48	33,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего		Итого по варианту 1		0,00	0,00	0,00	23,22	22,04	30,44	138,90	110,81	33,77	20,93	26,57	16,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Итого по варианту 2		0,00	0,00	0,00	23,22	22,04	26,09	81,60	201,95	140,46	3,87	37,24	57,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

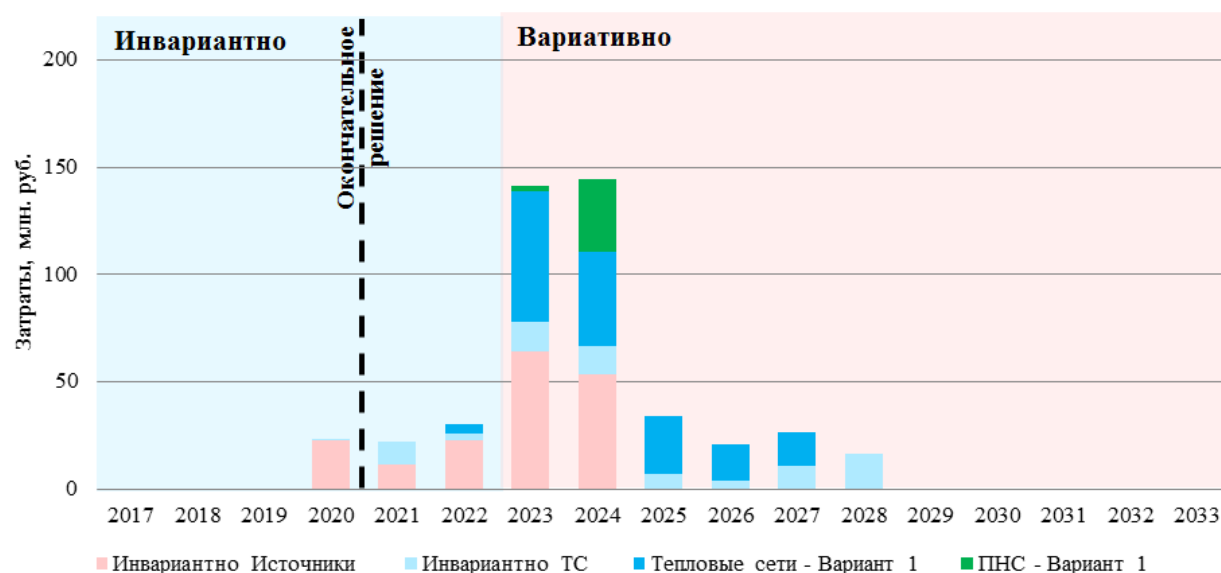


Рисунок 32 – Капитальные затраты по Варианту 1

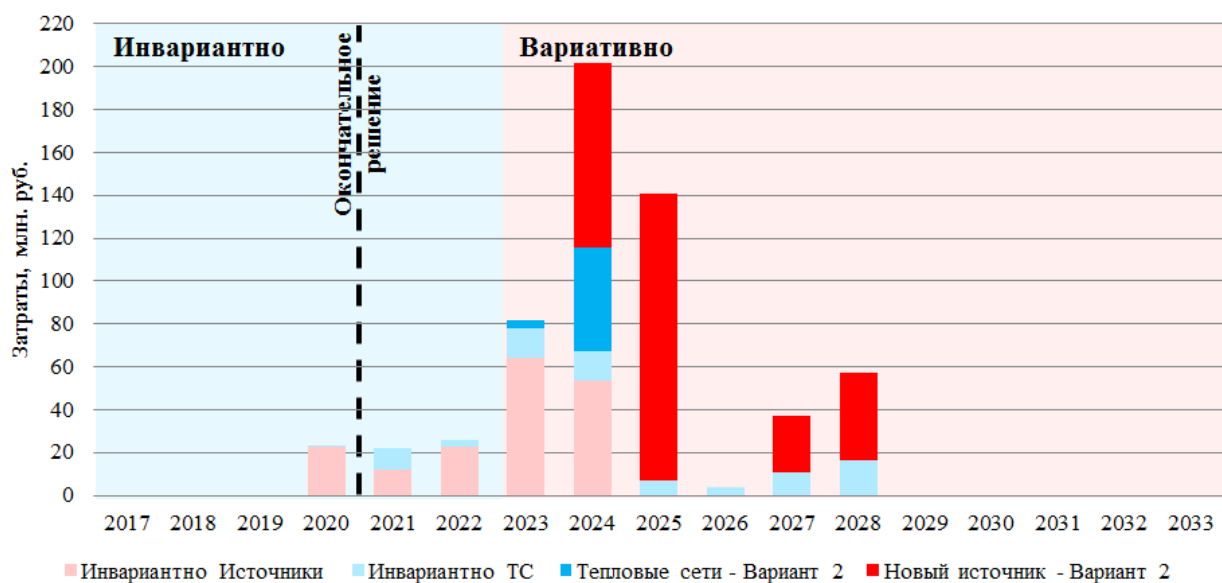


Рисунок 33 – Капитальные затраты по Варианту 2

Как видно из сравнения, капитальные затраты по Варианту с Новым источником превышают затраты по варианту без него на 170,6 млн. руб. или 40% от общих капитальных вложений.

Следует также отметить, что расчетный срок службы Нового источника превышает 40 лет (с учетом капитальных ремонтов), в то время как за горизонтом планирования данной Схемы теплоснабжения на ЦК-1 и ЦК-2 потребуются затраты на полную реконструкцию зданий котельных и дымовых труб. Строительство Нового источника в значительной степени будет производиться за счет платы за подключение новых потребителей, в то время

как источником финансирования капитального ремонта зданий и дымовых труб ЦК-1 ЦК-2 за горизонтом схемы будет являться тариф.

В связи с более высокой неопределенностью относительно условий строительства Нового источника (В проектах планировок территории 17-го и 17А – микрорайонов отсутствует площадка под размещение котельной), при настоящей актуализации в проект Схемы теплоснабжения предлагается включить вариант 1 как требующий меньших капитальных вложений.

Окончательное решение о необходимости строительства Нового источника должно быть принято до 2020 года и отражено в Схеме теплоснабжения при последующей актуализации.

4. Эффективность применения генерации электрической энергии на собственные нужды

Для оценки эффективности строительства источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на базе отопительных котельных оценим возможную прибыльность этих энергоисточников в существующих условиях рынка.

Цену электроэнергии и природного газа примем по текущей средней цене покупки ОАО «ЮТТС» в 2016 году, стоимость тепловой энергии – по экономически обоснованному тарифу ОАО «ЮТТС» на 2016 год. В следующей таблице 24 приведены соответствующие стоимость эквивалента энергии (руб./ГДж) этих энергоносителей вместе с максимально возможной добавленной стоимостью производства тепловой и электрической энергии при сжигании газа.

Таблица 24 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла и природного газа

Наименование	Ед. изм.	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Природный газ
Цена электрической энергии ОЭС (1-й ценовой зоне)	руб./кВт*ч	3,76		
Стоимость тепловой энергии на котельных	руб./Гкал		1536,4	
Стоимость газа	руб./тыс.нм ³			3492
Переводной коэф. для ЭЭ	кВт*ч/ГДж	277,78		
Переводной коэф. для ТЭ	Гкал/ГДж		0,2389	
Переводной коэф. для газа	тыс.нм ³ /ГДж			0,038
Стоимость эквивалента энергии	руб./ГДж	1044,5	367,0	132,8
Максимально возможная добавленная стоимость	руб./ГДж	911,6	234,1	-

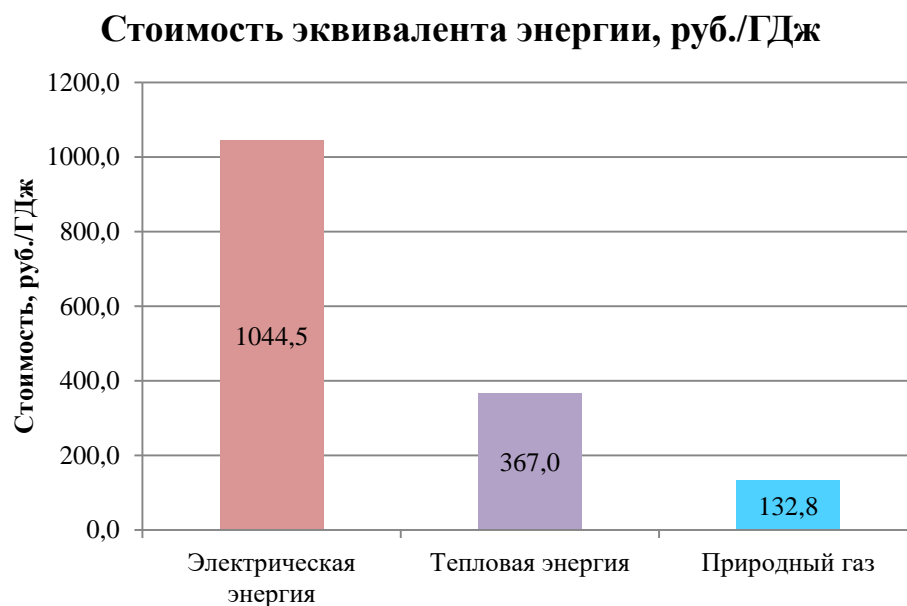


Рисунок 34 – Стоимость эквивалента энергии

Прибыль от производства электрической энергии из газа равна разнице между добавленной стоимостью (добавленная стоимость в данном случае равна стоимости приобретаемой электроэнергии за минусом стоимости приобретенного газа) и прочими операционными расходами. Максимальная добавленная стоимость соответствует 100% электрическому КПД и отсутствию прочих операционных расходов. Как повышается стоимость эквивалента электрической энергии (стоимость топливной составляющей без учета прочих операционных расходов) при снижении КПД показывает следующий график.

Соотношение себестоимости производства эквивалента электроэнергии в зависимости от КПД и стоимости ее на рынке

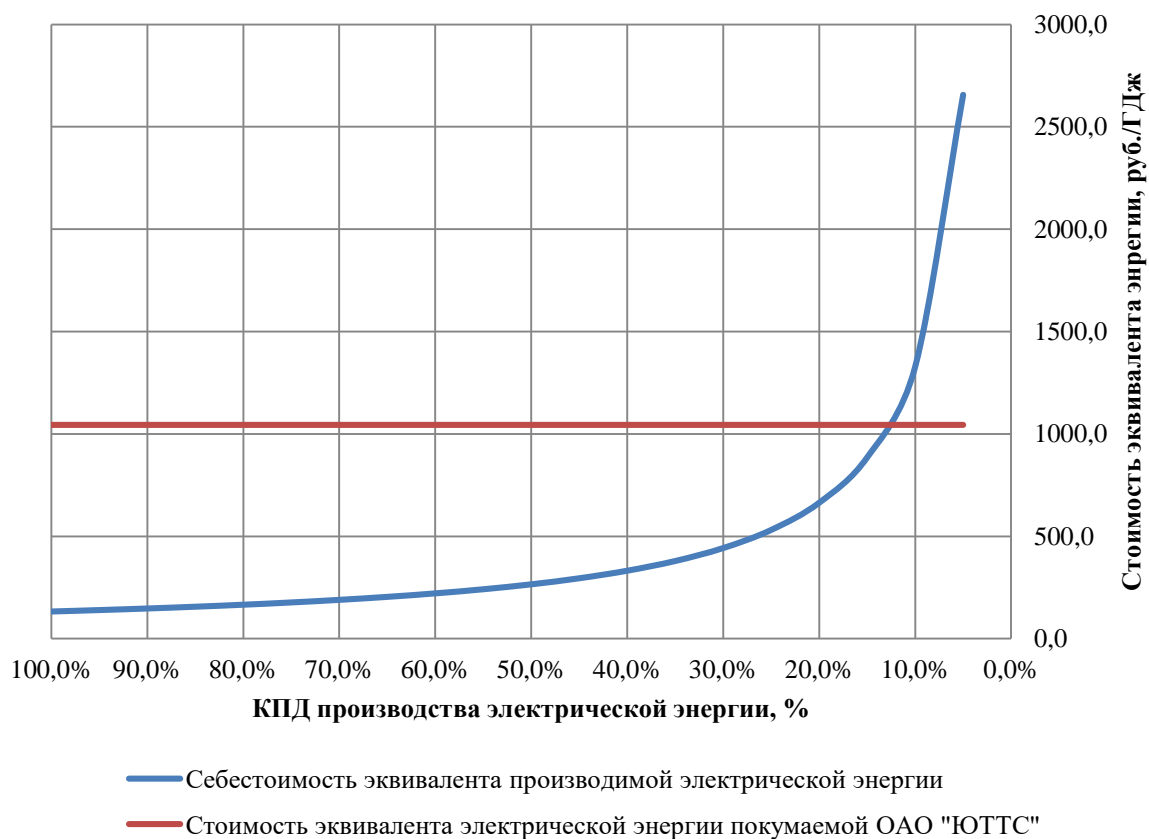


Рисунок 35 – Соотношение себестоимости производства эквивалента энергии

Как видно, топливная составляющая производимой электрической энергии равна цене ее покупки при КПД производства электрической энергии менее 12%. Современные газопоршневые и газотурбинные установки имеют КПД порядка 27% - 40%, что обеспечивает топливную составляющую меньше 500 руб./ГДж.

То же самое, только для стоимости топливной составляющей в кВт*ч электроэнергии, показывает следующий график.

Соотношение топливной составляющей электроэнергии в зависимости от КПД

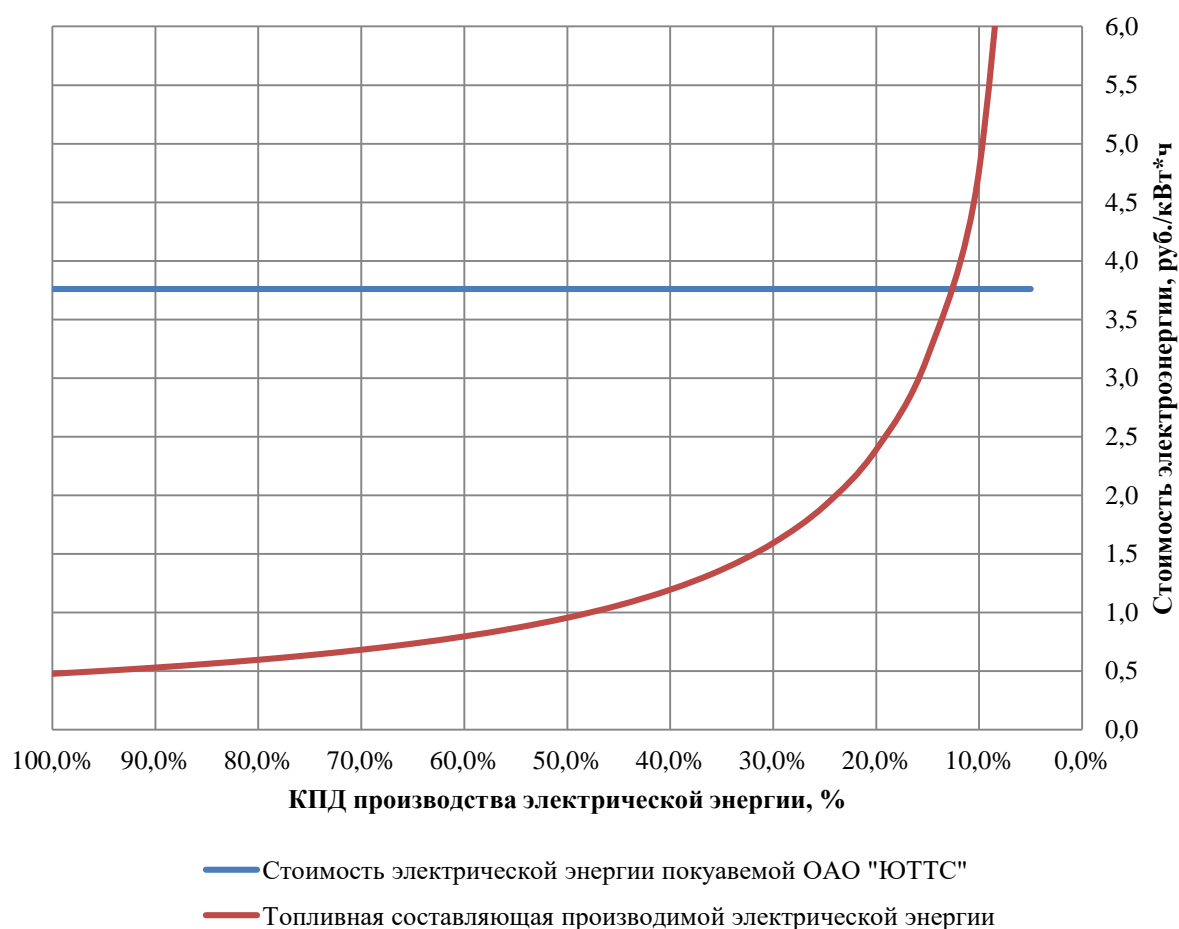


Рисунок 36 – Соотношение топливной составляющей электроэнергии

Для энергоустановок, работающих в комбинированном цикле, электрический КПД определяется расходом условного топлива на выработку электрической энергии, который в свою очередь, зависит от принятого метода разнесения затраченного топлива на производство электрической и тепловой энергии и коэффициентом использования топлива всей установки.

Для исключения условного перекрестного субсидирования между тепловой и электрической частью, для рассматриваемых типов когенерационных источников целесообразно принять удельный расход топлива на выработку тепловой энергии соответствующим современной котельной – 156 кг у.т./Гкал. Для определения характерных соотношений тепловой и электрической мощности для различных групп оборудования в зависимости от электрического КПД установки без теплофикации (конденсационный режим) воспользуемся обобщенными зависимостями.

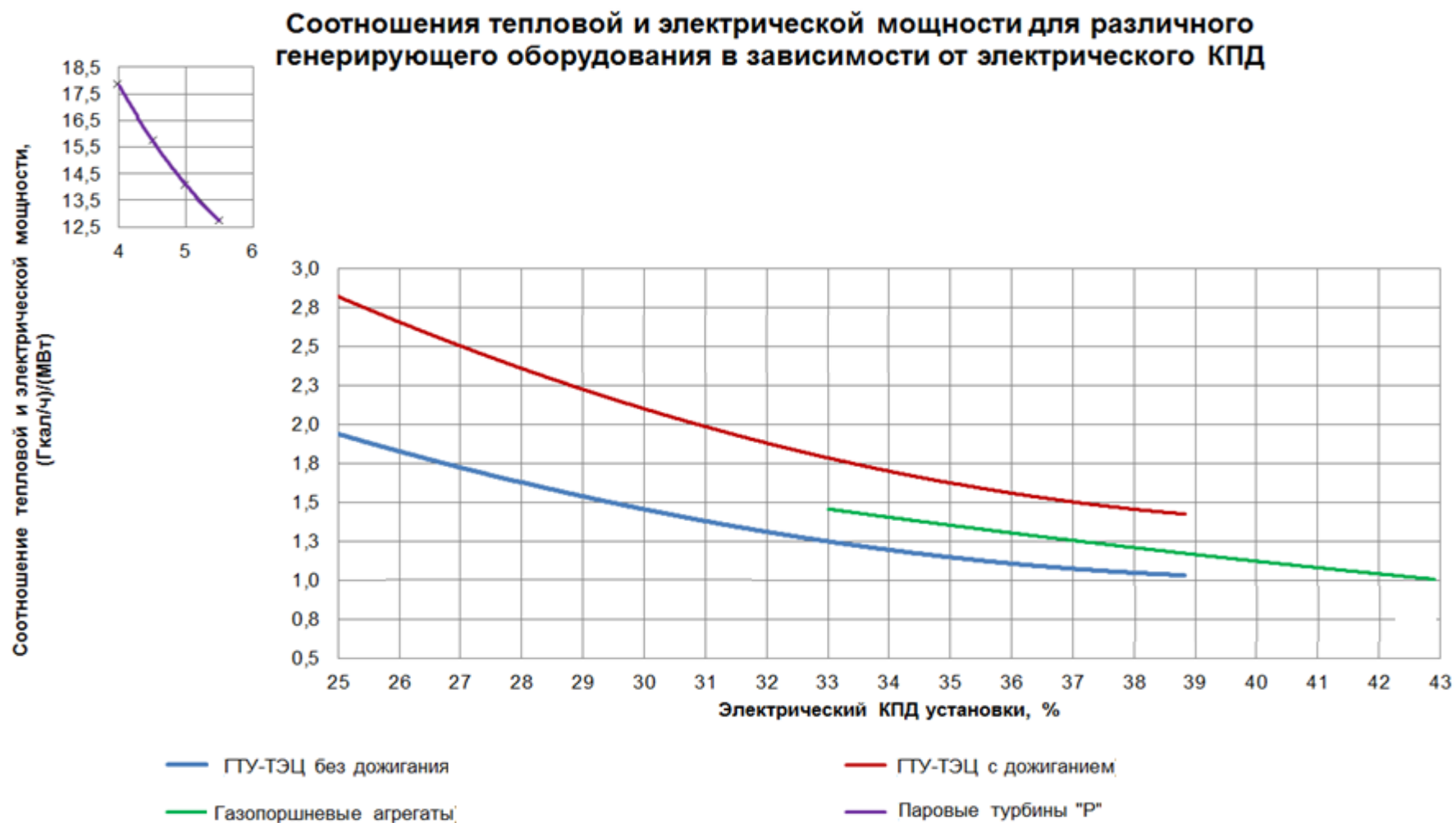


Рисунок 37 – Соотношения тепловой и электрической мощности для различного генерирующего оборудования в зависимости от электрического КПД.

В качестве примера рассмотрим две установки комбинированной выработки на базе:

- газопоршневого агрегата с электрическим КПД 42% и утилизацией тепла
- газовой турбины с электрическим КПД 35% и утилизацией тепла (без дожигания);

Показатели для таких установок представлены в таблицах 25 и 26 соответственно;

Таблица 25 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе ГПА

Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность котла-утилизатора, Гкал/ч	Электрический КПД установки в простом цикле, %	Коэффициент использования топлива при комб. Выр., о.е.	УРУТ на ВЭЭ при $K_{ут}=0$, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВЭЭ при $K_{ут}=1$, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВТЭ, кг у.т./Гкал
1,0	1,05	42,0	0,93	292,9	129,1	156,0

Таблица 26 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе ГТУ

Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность котла-утилизатора, Гкал/ч	Электрический КПД установки в простом цикле, %	Коэффициент использования топлива при комб. Выр., о.е.	УРУТ на ВЭЭ при $K_{ут}=0$, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВЭЭ при $K_{ут}=1$, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВТЭ, кг у.т./Гкал
1,0	1,2	35,0	0,84	351,4	164,2	156,0

Как видно из таблицы 25, при отнесении на тепловую энергию топливной составляющей в размере 156,0 кг у.т./Гкал, УРУТ на выработку электрической энергии при 100% утилизации тепла составит 129,1 г.у.т./кВт*ч для ГПА и 164,2 г.у.т./кВт*ч для ГТУ, что соответствует топливной составляющей в 1 кВт*ч производимой электроэнергии – 37 копеек и 48 копеек соответственно. Любая выработка электроэнергии сверх теплофикационной (условно «конденсационная») будет осуществляться с УРУТ на ВЭЭ - 292,9 г.у.т./кВт*ч для ГПА и 351,4 г.у.т./кВт*ч для ГТУ. Топливная составляющая в 1 кВт*ч производимой электроэнергии составит 85 копеек и 1,02 рубля для ГПА и ГТУ соответственно.

Число часов использования установленной электрической мощности когенерационной установки с утилизацией тепла не может превышать 5000 ч.

Поскольку в существующих рыночных условиях газопоршневая или газотурбинная мини-ТЭЦ не может претендовать на получение платы за мощность, компенсирующую возврат инвестиций и прочие операционные расходы, рассмотрим возможные доли этих расходов в себестоимость электроэнергии, производимой ГПА и ГТУ в когенерационном

режиме, при ЧИУМ – 5000 часов и простом сроке окупаемости 7 лет, в зависимости от удельных капитальных вложений.

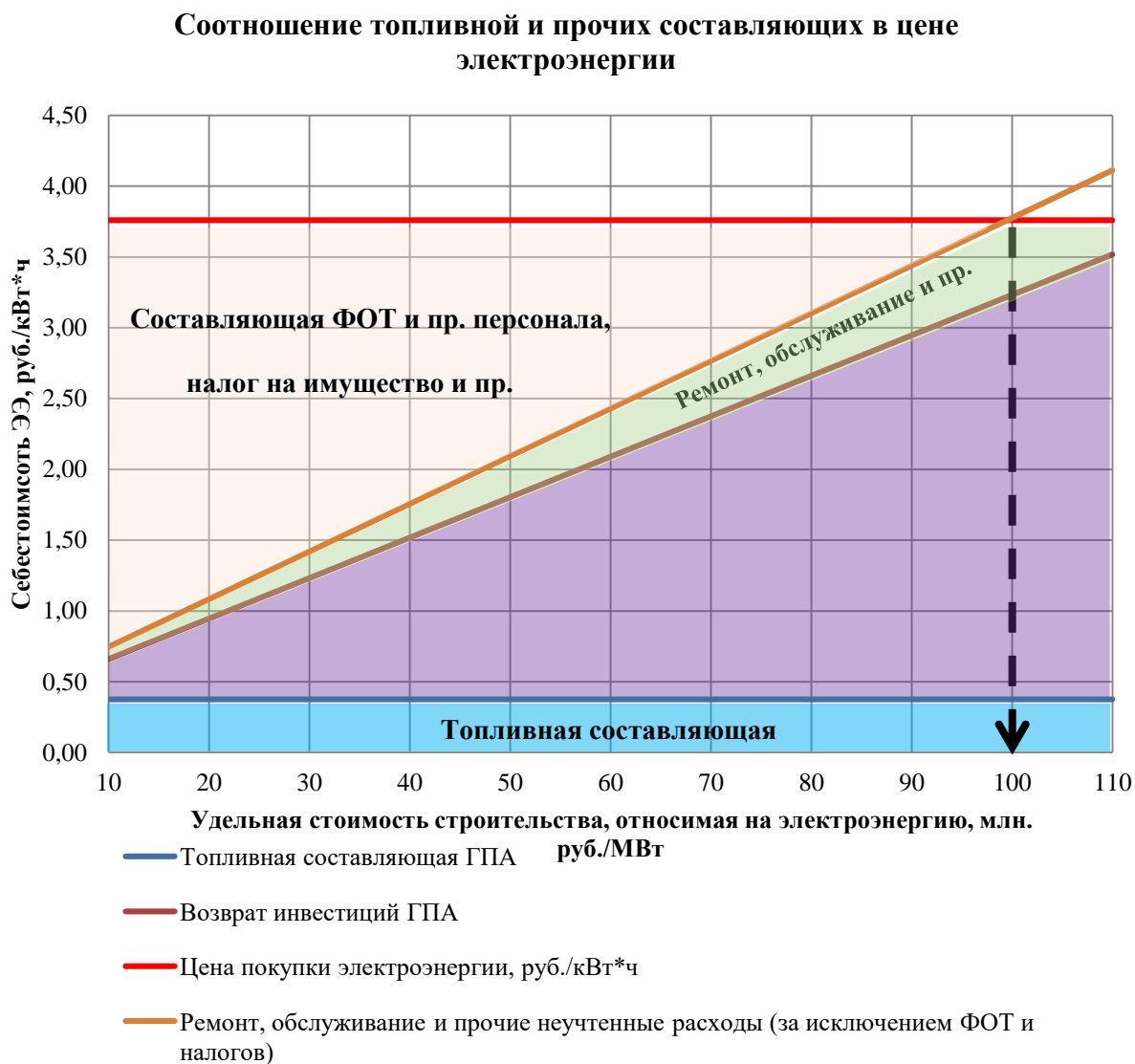
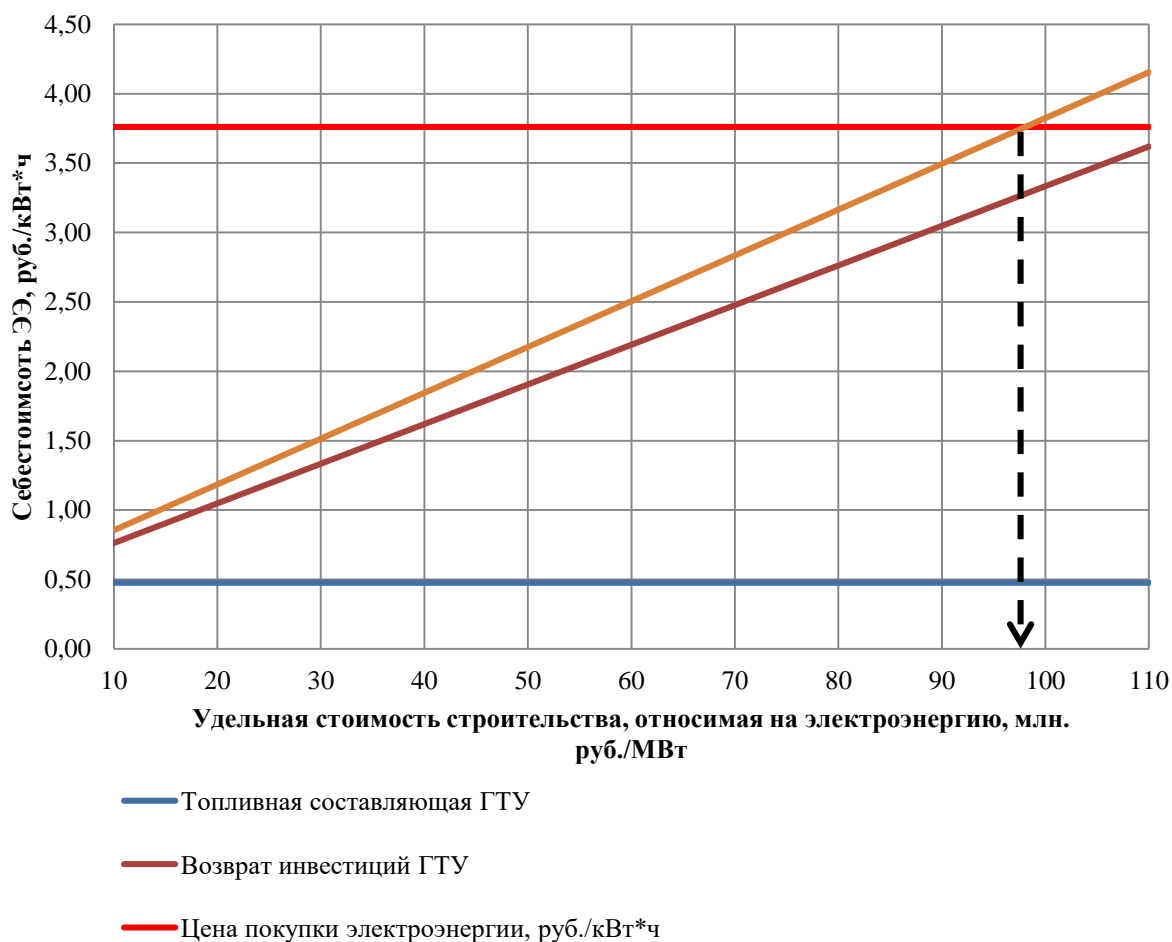


Рисунок 38 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГПА

Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии



**Рисунок 39 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене
электроэнергии ГТУ**

Как видно из приведенных графиков, при удельной стоимости строительства когенерационной установки более 100 млн. руб./МВт (электрической мощности), прочие составляющие, такие как заработная персонала с социальными отчислениями, налог на имущество, текущие ремонты и обслуживание, уже не могут быть включены в себестоимость. Фактическая же стоимость строительства рассматриваемых когенерационных установок в настоящее время составляет 80,0-110,0 млн. руб./МВт, что могло бы сделать их строительство в рассмотренных условиях привлекательными.

Однако для предложений собственной генерации на существующих котельных есть ряд существенных ограничений:

- Надежность внешнего газоснабжения – высокий износ и ограниченно-работоспособное состояние подводящего газопровода высокого давления «Правдинский ЦПС – Сургутская ГРЭС» (см. п. 12.4 Главы 1 ОМ);
- Негативные воздействия на жилую зону – площадки ЦК-1 и ЦК-2 находятся в непосредственной близости от жилых домов. Высока вероятность невозможности размещения генерации на существующих площадках по уровню шумового загрязнения и прочих возникающих негативных факторов.
- Сохранение внешнего электроснабжения в качестве резервного – синхронизация собственной генерации по частоте должна осуществляться от внешней сети. Собственная генерация должна резервироваться из сети. При этом плата за подключенную мощность котельных сохраняется.
- Возможность повышения надежности электроснабжения альтернативными методами – возможность строительства резервных линий электроснабжения от независимых ПС 110/35/6 кВ «Звездная» и ПС 110/35/6 кВ «Парус».

Учитывая изложенное, устройство когенерационных установок для обеспечения собственных нужд котельных не рекомендуется к рассмотрению.

5. Программа перевода потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС электрической энергии на собственные нужды

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству теплопринимающих установок потребителей, направленные на обеспечение организации закрытой схемы горячего водоснабжения.

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

- с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;
- с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения,

осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Организация горячего водоснабжения по закрытой схеме в зоне действия источников тепловой энергии, принципиально может быть осуществлена двумя способами:

1. Устройство новых ЦТП для организации закрытой системы ГВС;
2. Установка теплообменников ГВС непосредственно в зданиях, подключенных по элеваторной схеме.

Устройство новых ЦТП для организации закрытой системы ГВС в кварталах сложившейся застройки не рассматривается в связи с рядом технических трудностей:

1. Выделение земельного участка для нового строительства ЦТП в зоне сложившейся застройки;
2. Необходимость инженерного обеспечения нового ЦТП (подвод холодного водоснабжения, канализации, электроснабжения, телекоммуникаций и пр.);
3. Необходимость перекладки тепловых сетей после ЦТП и организация четырехтрубной схемы в условиях высокой плотности существующих коммуникаций.
4. Реконструкция существующих ИТП потребителей.

Реализация проекта перевода на закрытую схему присоединения по ГВС предлагается посредством установки подогревателей горячей воды непосредственно в присоединенных зданиях. Данная схема является наиболее эффективной, если сравнивать с закрытием схемы посредством ЦТП и 4-трубной системы теплоснабжения.

Преимущества перехода на закрытую схему присоединения систем ГВС для теплоснабжающих организаций:

- снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком – только при комплексной реконструкции системы отопления и ГВС;
- снижение затрат на подготовку подпиточной воды и перекачку теплоносителя;
- снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;
- снижение темпов износа оборудования котельных – только при комплексной реконструкции системы отопления и ГВС;

- снижение числа отказов в системе теплоснабжения, в связи с минимизацией влияния внутренней коррозии;

- улучшение точности учета тепловой энергии, в том числе по ГВС и снижение коммерческих потерь.

Преимущества перехода на закрытую схему присоединения систем ГВС для потребителей:

- кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей (ликвидация перетоков и недотоков) – только при комплексной реконструкции системы отопления и ГВС;

- снижение оплаты за услуги ГВС и соответствие оплаты фактическому потреблению воды;

- стабильная температура горячей воды;

- соответствие качества горячей воды санитарным нормам

Общие требования к оборудованию, используемому при переходе на закрытую схему ГВС

- С целью обеспечения импортозамещения должно использоваться оборудование, производимое и разрабатываемое в России;

- С целью снижения трудоемкости монтажа и обеспечения возможности обустройства ИТП в затесненных и труднодоступных помещениях при обустройстве ИТП не должно требоваться использование грузоподъемных средств;

- С целью повышения надежности должен быть обеспечен прямой и непосредственный доступ к каждому элементу ИТП без необходимости кардинальной реконструкции и демонтажа смежных элементов;

- С целью обеспечения возможности устройства ИТП в зданиях прежних лет постройки, где прежде не предусматривалось наличие ИТП, проектом предусмотреть распределенное расположение элементов ИТП на свободных поверхностях помещений подвальных, полуподвальных или мансардных этажей.

5.1. Маркетинговое исследование рынка ИТП, комплектующих для ИТП

С целью создания вариативности выбора схемы ИТП и выбора комплектующих частей необходимо рассмотреть предварительно варианты реализации и эффективность от того или иного варианта проектного решения.

5.1.1. Типы теплообменных аппаратов и особенности их выбора и эксплуатации

Наиболее распространены исторически на территории СССР были кожухотрубные теплообменные аппараты. Достаточно громоздкие, связанные «калачами», и имеющие всем известные недостатки, они были в каждой котельной или ТЭЦ. Появившиеся в начале 1990-х годов на их фоне пластинчатые (тогда в основном, импортные) теплообменники казались революционным технологическим прорывом. Правда, когда был накоплен первый опыт эксплуатации, стало ясно, что и они не идеальны, у них есть ряд существенных недостатков, основной - чувствительность к качеству теплоносителя. Отложение оксидов железа, кремния, солей жесткости и органики на теплообменных поверхностях при нагреве воды создает массу трудностей эксплуатационным службам - для восстановления теплотехнических показателей стандартного оборудования аппараты приходится останавливать на чистку, причем период между чистками может составлять непродолжительное время, в связи с чем иногда приходится иметь до 300% запаса поверхности подогревателей, что резко увеличивает капитальные и эксплуатационные затраты. Ниже рассмотрим основные типы теплообменных аппаратов, представленных на рынке.

5.1.1.1. Пластинчатые разборные теплообменные аппараты

К преимуществам пластинчатых теплообменников обычно относят:

1. Высокий коэффициент теплопередачи в пластинчатых теплообменниках обуславливает их компактность;
2. Возможность полной разборки для очистки;
3. Возможность увеличить/уменьшить поверхность теплообмена, если изменилась тепловая нагрузка.

Требования к пластинчатым теплообменникам в системах теплоснабжения:

1. Если качество химводоподготовки сетевой воды невысокое, а водопроводная вода очень жесткая, то пластинчатые теплообменники должны быть обязательно разборными. Химическая промывка полностью не очищает теплообменники, поэтому должна существовать возможность их разборки;

2. Предпочтительно использовать одноходовые теплообменники. В этом случае все соединения расположены на неподвижной плите и при разборке теплообменника не требуется демонтаж трубопроводов;

3. При 2-х ступенчатой схеме подключения подогревателей ГВС на каждую ступень должен устанавливаться отдельный теплообменник. Моноблоки, которые некоторые производители предлагают в целях удешевления теплообменников, имеют ряд существенных недостатков:

- в моноблоке на одной раме объединены 1-я и 2-я ступени ГВС. Это 2-х ходовой теплообменник, в котором каждый теплоноситель движется сначала вниз, затем вверх. Такая U -образная конструкция приводит к быстрому засорению нижнего коллектора моноблока;

- при раздельной установке теплообменников в случае отключения одной ступени большую часть нагрузки ГВС возможно обеспечить при помощи оставшейся в работе ступени. При установке моноблока потребитель полностью лишается горячей воды в случае его ремонта;

- в моноблоке трубопроводы присоединяются и к неподвижной, и к подвижной плитам. При разборке моноблока требуется демонтаж трубопроводов, что усложняет ремонт и увеличивает сроки его проведения.

Существует лишь одна причина, которая допускает установку моноблока - это отсутствие места для размещения двух теплообменников. Следует особо отметить, что расчет моноблоков чаще всего проводят неквалифицированно, что на практике приводит к занижению поверхности и превышению допустимых потерь напора. Расчет моноблока требует специальных знаний в области теплоснабжения и теплопередачи.

4. Пластины в теплообменниках должны быть из коррозионно-стойкой стали, устойчивой к воздействию хлора, AISI 316, уплотнительные прокладки - из термостойкой резины EPDM (максимальная рабочая температура - 150 °C). В этом случае срок службы теплообменников составляет не менее 30 лет, а прокладки придется менять не чаще, чем раз в 7-9 лет.

Многие производители теплообменников в целях удешевления продукции используют пластины из менее качественной стали AISI 304, которые выходят из строя за 5-7 лет из-за

сквозной коррозии, и прокладки NBR, для которых максимальная рабочая температура - 110 °С. В этом случае срок службы теплообменников значительно снижается, уплотнительные прокладки придется менять гораздо чаще. Следует отметить, что у многих производителей стоимость уплотнительных прокладок составляет большую долю от общей стоимости теплообменника;

5. Обычно максимальное рабочее давление в тепловом пункте составляет 12 кгс/см², при проведении гидравлических испытаний - 16 кгс/см². Именно с учетом данных параметров должны подбираться теплообменники. Рабочее давление в аппарате определяется в меньшей степени толщиной и конструкцией пластин, а в большей степени толщиной прижимных плит рамы и стяжными болтами теплообменника. На российском рынке появились производители, которые с целью удешевления теплообменников делают облегченные рамы. Вызывает опасение, что такой теплообменник сможет надежно работать при указанных выше давлениях, особенно при значительных изменениях температуры и давления;

6. Как правило, на тепловых пунктах принята двухступенчатая схема присоединения подогревателей ГВС и независимое присоединение системы отопления. Расчет пластинчатых теплообменников должен быть проведен с учетом схемы их присоединения, температурных графиков и располагаемых напоров. В расчете должна быть учтена также циркуляция ГВС;

7. Единичная мощность тепловых пунктов для разных городов России различна и находится в диапазоне от 0,1 Гкал/ч до 20 Гкал/ч. Для оптимального покрытия таких нагрузок предприятия производители должны иметь широкий типоразмерный ряд теплообменников, не менее 10-12 различных по площади проточной части и диаметру проходных отверстий пластин;

8. Следует также отметить, что зарубежные поставщики пластинчатых теплообменников привыкли к тому, что в европейских странах водопроводная (исходная) вода для ГВС обязательно умягчается перед поступлением в теплообменник. В России жесткость исходной воды очень высока, поэтому при установке пластинчатых теплообменников для систем ГВС необходимо принимать соответствующие меры. С этой целью надо обязательно автоматизировать систему ГВС. Желательно предусмотреть установку для умягчения исходной воды или применять другое техническое решение: стабилизировать температуру теплоносителя на входе в теплообменник горячего водоснабжения. Известно, что наиболее интенсивное образование карбонатных отложений происходит в диапазоне температур от 60 до 90 °С. Для стабилизации температуры теплоносителя можно установить насос на

перемычке между подающим и обратным трубопроводами со встроенным частотным преобразователем. Управление частотным преобразователем и, следовательно, насосом осуществляет электронный автоматический регулятор, контролирующий температуру теплоносителя на входе в теплообменник ГВС. Применение такой схемы позволяет продлить межремонтный цикл промывки теплообменников в несколько раз.

5.1.1.2.Пластинчатые паяные теплообменные аппараты

Паяные теплообменники по многим характеристикам, в том числе по энергоэффективности, превосходят разборные.

Уже многие российские теплоснабжающие организации имеют опыт эксплуатации пластинчатых теплообменников. На сегодняшний день при выборе между паяными и разборными теплообменниками потребитель чаще отдает предпочтение разборным. Почему это происходит? Основных причин две:

- разборные теплообменники поддаются механической очистке;
- в случае ошибки в расчетах или изменения присоединенной нагрузки количество пластин можно легко изменить на месте.

Между тем обе эти причины не являются объективным препятствием для использования паяных теплообменников на российском рынке.

В России (особенно в регионах) преимущественно используется механический способ, как более дешевый, между тем в западных странах в основном используется химическая промывка. По мнению г-на Вейкко Хокканена, начальника отдела теплоснабжения энергетической компании города Хельсинки, «если теплообменник загрязнен отложениями, которые не удаляются промывкой, как правило, их невозможно удалить и с помощью механической очистки».

Какие недостатки есть у механического метода очистки? Практика показала, что образовавшиеся в теплообменниках отложения имеют очень высокую адгезию. После чистки убирается только рыхлый осадок с пластин, тонкая поверхностная пленка, способствующая повторному накоплению загрязнений, остается нетронутой. Между тем промывочный состав, на основе, например, ортофосфорной кислоты с добавлением органических кислот, позволяет быстро очистить поверхности пластин, замедляя повторное образование отложений.

Процедура механической очистки разборных теплообменников трудоемка, требует применения ручного труда квалифицированных специалистов. При этом всегда присутствует риск повредить пластины и прокладки, особенно клеевого типа. Производители рекомендуют после каждой разборки теплообменника полностью заменять

весь комплект уплотнений. Это предупреждение обоснованное, так как поврежденная прокладка может вызвать течь, особенно во время пиковых нагрузок.

В настоящий момент все больше организаций стали обращать внимание на возможность химической промывки теплообменников. В Санкт-Петербурге компания «Финрейла» использует для этих целей импортный промывочный агрегат. В качестве промывочной жидкости применяется 10-процентный раствор сульфаминовой кислоты. В представительстве компании «Сететерм» собственный промывочный агрегат предоставляется постоянным партнерам - покупателям теплообменников. Промывочные машины имеются в Москве; кроме того, подобное оборудование и специальные химикаты поставляются во все города, участвующие в проектах Мирового банка, связанных с установкой тепловых пунктов с теплообменниками.

Таким образом, возможность механической очистки перестает восприниматься как бесценное преимущество разборных теплообменников перед паяными.

Обращаясь ко второй причине, влияющей на выбор потребителей в пользу разборных теплообменников, следует отметить, что самостоятельный ремонт разборного теплообменника весьма дорого обойдется потребителю. Ценовая политика производителей предусматривает продажу комплектующих по цене, в 1,5-2 раза превосходящую их себестоимость в готовом изделии. Стоимость только комплекта прокладок для разборного теплообменника составляет не менее чем 1/5 стоимости самого теплообменника. Поэтому целесообразнее в тех случаях, когда заранее известно о необходимости увеличения присоединенной нагрузки в будущем, сразу выбирать теплообменник максимальной проектной мощности.

Какие же преимущества есть у паяных теплообменников по сравнению с разборными? Теплоснабжающая компания г. Хельсинки называет три:

- продолжительный срок службы (в среднем 20 лет, при сроке службы разборных теплообменников менее 10 лет);
- высокая надежность, исключая возможность протечек между пластинами;
- более высокий коэффициент теплопередачи.

От себя добавим еще две причины, менее актуальные для Финляндии, где гидравлические режимы в сетях достаточно стабильны, а температура воды в подающем трубопроводе не превосходит 115 °С. Это:

- устойчивость к длительным высокотемпературным нагрузкам (при температуре в подающем трубопроводе выше 120 °С срок службы прокладок в разборном теплообменнике существенно сокращается);
- высокая механическая прочность, позволяющая выдержать гидравлические удары, выводящие из строя разборные теплообменники.

На основе первых трех причин в Хельсинки со второй половины 80-х годов не разрешается установка разборных пластинчатых теплообменников, за исключением особых случаев. В нормативных материалах, касающихся установки новых теплообменников в тепловых пунктах потребителей, запрещается использование уплотнений на основе резинокомпозитных материалов, опять же в особых случаях. В отношении эластичных уплотнительных материалов устанавливается требование продолжительного гарантийного срока фирмы-изготовителя (например, 10 лет). Аналогичного мнения придерживаются и в другой ведущей в области коммунальной энергетики стране - Швеции.

Однако не только эти причины должны определять выбор в пользу одного или другого типа теплообменника. В настоящий момент на российском рынке основным критерием остается стоимость оборудования и его монтажа.

С точки зрения стоимости, расчеты показали: чем меньше теплообменник, тем выгоднее выбирать паяный.

Однако настоящее исследование не будет полным, если не указать, что область применения паяных теплообменников имеет определенные ограничения. Таким ограничением является верхний предел мощности, который, по мнению специалистов, не должен превосходить 5 МВт, хотя некоторые производители называют и большие значения. Таким образом, становится понятным широкое распространение паяных теплообменников в Северной Европе, где используется двухтрубная система с ИТП сравнительно малой мощности в каждом доме.

5.1.1.3.Пластинчатый моноблок: плюсы и минусы

Двухступенчатая смешанная система горячего водоснабжения может быть реализована на таком типе пластинчатых теплообменников как моноблок.

Моноблок - специальный тип пластинчатого теплообменника для двухступенчатой системы ГВС, в котором обе ступени размещены в одном корпусе, такой теплообменник имеет шесть патрубков (см. рисунок 40).

Широту применения моноблока обусловили следующие факторы: большая компактность, по сравнению с двумя отдельными теплообменниками, и, соответственно,

меньшая стоимость. Эти же факторы являются основными и, пожалуй, единственными плюсами моноблока. Попробуем определиться с минусами.

«Простота» монтажа. Кажется естественным то, что смонтировать маленький аппарат гораздо проще, чем два таких же. Но в результате монтажа моноблока - смонтированный моноблок выглядит как человек-паук, опутанный гирляндами трубопроводов арматуры и измерительных приборов, если они присутствуют, конечно. Сразу же теряется такая важная вещь, как удобство обслуживания. Если в обычном пластинчатом теплообменнике все патрубки расположены на неподвижной плите (Н1-Н4) и для его обслуживания и ремонта требуется всего лишь отключение теплообменника и сброс давления, то для разборки моноблока потребуется отсоединение патрубков от подвижной задней плиты. Далее, если трубопроводы задней плиты перекрывают доступ к моноблочному теплообменнику, то это также усложняет доступ к нему. То есть для нормальной эксплуатации моноблока следует, во-первых, сделать грамотный проект привязки его к существующим трубопроводам теплоносителя, холодной и горячей воды с целью обеспечения нормального доступа для обслуживания и ремонта. И, во-вторых, следует предусмотреть специальный вариант крепления трубопроводов к задней плите (через какие-либо съемные элементы) для того, чтобы обеспечить подвижность задней плиты без передвижения теплообменника с места. Поэтому зачастую смонтированный моноблок занимает объем не меньший, чем два отдельных теплообменника.

Вопросы надежности. Естественно, два отдельных аппарата надежнее одного, выполняющего такую же функцию. При выходе из строя одного из теплообменников можно работать с частичной нагрузкой системы ГВС, пока ремонтируется или обслуживается второй. Моноблок же при выходе из строя даже одной из ступеней должен быть выведен из работы весь, т.к. корпус один на обе ступени.

Функциональность, эффективность. В подборе моноблочного теплообменника тоже есть свои нюансы. Зачастую трудно или практически невозможно создать моноблочную компоновку двухступенчатой смешанной схемы ГВС, по эффективности равную двум отдельным теплообменникам. Это обусловлено тем, что используемый тип пластины в моноблоке для обеих ступеней один. И в пределах теплофизических свойств этого типа нам приходится решать задачу по компоновке пакетов для обеих ступеней, в то время, как первая и вторая ступени могут различаться, как минимум, по расходам, особенно

по стороне теплоносителя. Например, требования для первой ступени - это способность пропустить суммарный расход теплоносителя системы отопления и теплоносителя второй ступени при обеспечении небольших гидравлических сопротивлений и среднем теплосъеме. Требования же для второй ступени - это относительно небольшие расходы по стороне теплоносителя и воды ГВС, более высокие допустимые гидравлические сопротивления и существенно больший теплосъем. То есть, если бы это были два отдельных теплообменника, то теплообменник первой ступени должен быть с большим диаметром патрубков и с «короткой» пластиной, а теплообменник второй ступени с меньшим диаметром патрубка и более «длинной» пластиной.

Рассмотрим вариант задания для подбора оборудования для двухступенчатой смешанной схемы. Исходные данные таковы: нагрузка системы ГВС 0,4 Гкал/ч, нагрев холодной воды с 5 °С до 60 °С, нагрузка системы отопления 1,2 Гкал/ч, температурный график 150/70.

Разбивая нагрузку по ступеням, в соответствии с СП 41-101-95, для заданных условий получаем исходные данные для подбора теплообменников ступеней (см. таблицу 27).

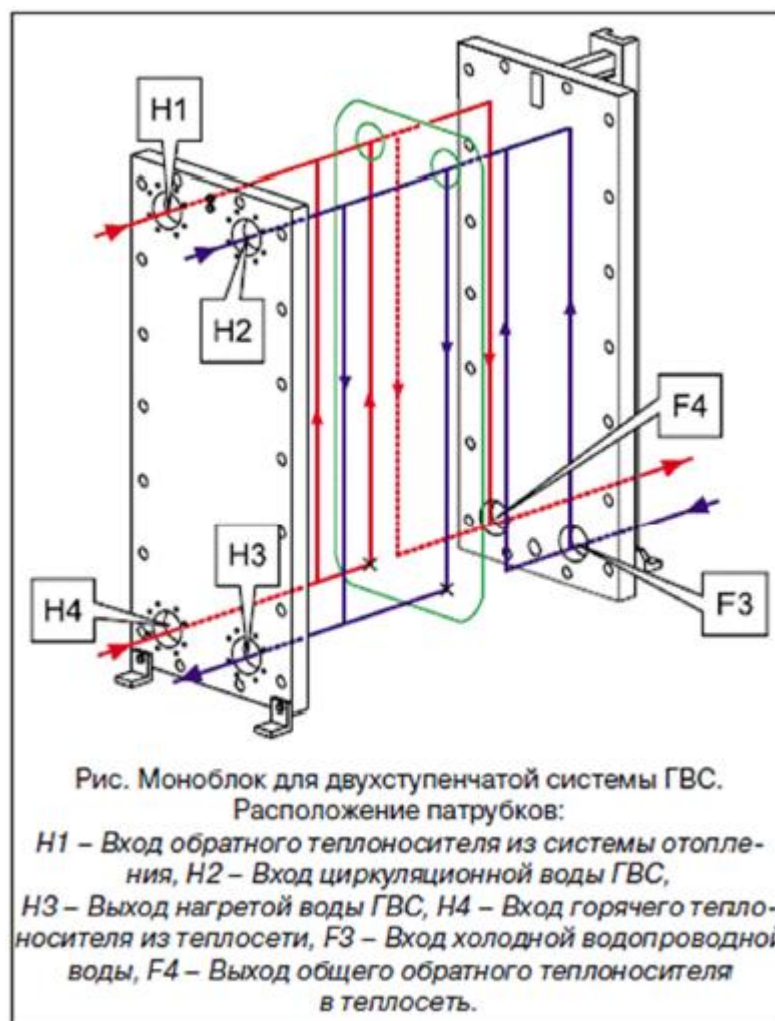


Рисунок 40 - Моноблок для двухступенчатой системы ГВС

Фактически величина NTU характеризует тот тепловой режим, на котором будет работать теплообменник. Чем больше NTU, тем больше должна быть тепловая «длина» пластины теплообменника.

В нашем случае видно, что теплообменник второй ступени должен обладать большей, почти на 50%, способностью к теплосъему (тепловой «длиной»), чем теплообменник первой ступени. Кроме того, расходы по греющей стороне обеих ступеней отличаются почти в три раза. Это означает, что если для теплообменника второй ступени достаточны патрубки Ду32, то для теплообменника первой ступени патрубки должны быть больше, не менее Ду50.

Пакет пластин. Как уже отмечалось выше, моноблок - это, по сути, два теплообменника, размещенных в одной раме. А значит, и два пакета пластин, размещенных в одной раме, разделенных разворотной пластиной, имеющей два (верхних или нижних) глухих отверстия порта. Обычно ближе к неподвижной плите находится пакет второй

ступени, а за ней пакет первой ступени. Но из-за разных функций, выполняемых этими пакетами (см. выше), они имеют разную компоновку и количество пластин. И так как все эти пакеты находятся в одном корпусе, есть вероятность того, что в процессе обслуживания произойдет ошибка при сборке всего пакета пластин моноблока. То есть, если после разборки моноблока пакеты поменять местами или неправильно их скомпоновать (например, пластины первой ступени с малой тепловой «длиной» установить для второй ступени и наоборот), то, вновь собрав аппарат, не будут получены характеристики, которые были заложены в него изначально.

Таблица 27 - Данные для подбора теплообменников

1 ступень	Единицы измерения	Греющая сторона	Нагреваемая сторона
Расход	м ³ /ч	21,4	7.3
Температура на входе	°C	42,2	5
Температура на выходе	°C	31,0	38
Величина NTU*		1.9	
II ступень	Единицы измерения	Греющая сторона	Нагреваемая сторона
Расход	м ³ /ч	6.4	7.3
Температура на входе	°C	70	38
Температура на выходе	°C	45	60
Величина NTU*		2.8	

*NTU - число единиц переноса теплоты. (Теплотехника В.Н. Луканин, М.Г. Шатров и др., Высшая школа, Москва. 1999 г.)

С двумя отдельными аппаратами ситуация проще. В этом случае, даже неправильно собрав весь пакет, не получится такого фатального снижения тепловой мощности, расходов и изменения гидравлического сопротивления, как в случае с моноблоком.

В итоге:

Подводя итоги, сведем все плюсы и минусы пластинчатого теплообменника с моноблочной компоновкой:

Плюсы:

- Меньшая начальная стоимость.
- Отдельно моноблок компактнее двух теплообменников.

Минусы:

- Более сложный монтаж и неудобство в обслуживании из-за патрубков на прижимной плите.
- Меньшая надежность.
- Менее эффективная работа.

- Требовательность при сборке пакета пластин.

5.1.1.4. Определение запаса теплообменной поверхности и продолжительности межпромывочного периода пластинчатого водонагревателя для ГВС

Обеспечивая в несколько раз более высокий начальный коэффициент теплопередачи по сравнению с трубчатыми, пластинчатые водонагреватели, однако гораздо «чувствительнее» к влиянию отложений накипи, термическое сопротивление которой более резко уменьшает теплопередачу.

При высоком содержании накипеобразующих солей и продуктов коррозии в воде, характерном для большинства регионов РФ, расчетный режим работы ПВН быстро нарушается, уменьшение коэффициента теплопередачи компенсируется повышением температуры греющего теплоносителя или его расхода. На практике это не всегда возможно, поэтому в подавляющем большинстве случаев необходима промывка.

Для компенсации постепенного уменьшения коэффициента теплопередачи необходим запас поверхности теплообмена ΔF .

Отечественная практика заказов ПВН по опросным листам заимствована из зарубежной без учета собственного опыта т.е. запас теплообменной поверхности или отсутствует, или составляет 2-10% от расчетной чистой поверхности F_0 .

Из опыта эксплуатации скоростных водонагревателей известно, что вследствие низкого качества противонакипной обработки водопроводной воды коэффициент теплопередачи уменьшается достаточно быстро. При среднем качестве воды в ЦТП г. Москвы за 4 месяца эксплуатации он уменьшился на 45-50%. Из этого следует, что при неизменных начальных температурах теплоносителей требуемая температура нагрева воды может быть обеспечена лишь при 100% - ном запасе по сравнению с расчетной величиной теплообменной поверхности¹.

Недостаточная величина запаса ΔF обусловит короткий межпромывочный период и необходимость частой промывки водонагревателя; завышенная величина ΔF уменьшит количество промывок, но одновременно возрастут первоначальные затраты на ПВН.

Известно, что стоимость пластинчатых водонагревателей составляет основную долю

¹ Купленов Н.И., Мотовицкий С.В., Определение запаса теплообменной поверхности и продолжительности межпромывочного периода пластинчатого водонагревателя для ГВС, Журнал "Новости теплоснабжения" № 4, 2007 г.

затрат на оборудование теплового пункта, в то же время и затраты на химическую промывку, как показывает опыт, тоже значительны. Поэтому экономически оправдано определение поверхности теплообмена с учетом фактической интенсивности накипеобразования и необходимости ее регулярной промывки.

Основа методики такого определения заключается в обеспечении минимума годовых затрат на амортизацию запаса поверхности теплообмена ΔF и затрат на регулярную промывку водонагревателя; это условие выполняется равенством затрат.

Интенсивность накипеобразования определяется качеством воды, температурным и гидравлическим режимами работы ПВН.

С повышением удельной стоимости промывки теплообменной поверхности экономически целесообразный межпромывочный период будет увеличиваться. С другой стороны, при высокой стоимости теплообменника, что имеет место при уменьшении площади единичной пластины, величина экономически целесообразного запаса теплообменной поверхности уменьшается. Отсюда следует, в частности, что для обеспечения требуемого температурного режима горячего водоснабжения даже при умеренной жесткости водопроводной воды и ежемесячной промывке запас теплообменной поверхности должен быть не менее 60% по сравнению с ее величиной при безнакипном режиме работы.

Заметим, что сопутствующее образованию накипи возрастание гидравлического сопротивления ПВН при экономически целесообразных продолжительностях межпромывочного периода несущественно, поскольку в среднем проходное сечение межпластинчатых каналов уменьшается на 4-8%.

5.1.1.5. Кожухотрубные подогреватели

5.1.1.5.1. НПО ЦКТИ разработаны малогабаритные разборные подогреватели типа ПВМР по ТУ 4933-007-05762252-98

НПО ЦКТИ разработаны малогабаритные разборные подогреватели типа ПВМР по ТУ 4933-007-05762252-98.

Их основными конструктивными особенностями являются: трубная система длиной 2 м, двухходовая по нагреваемой воде, которая может быть вынута из корпуса без съема его с опор и отсоединения патрубков греющей воды. Для очистки внутренней поверхности труб,

заглушки и подвальцовки их концов, замены поврежденных труб выемки трубной системы не требуется.

Выполнение малой водяной камеры подвижной обеспечивает компенсацию температурных расширений трубной системы. Последовательное соединение подогревателей по теплообменивающимся потокам осуществляется непосредственно с помощью патрубков без применения «калачей».

Средний уровень коэффициентов теплопередачи в подогревателях ПВМР при номинальных условиях и чистых поверхностях нагрева - 3500-3600 ккал/(м²·ч·°С).

Повышенная тепловая мощность, меньшие габариты, разборность, возможность выполнения очистки и ремонтов непосредственно на объектах обуславливают превосходство подогревателей ПВМР над получающими широкое и зачастую необоснованное распространение пластинчатыми аппаратами, и дают основание применять подогреватели ПВМР в качестве базового варианта водо-водяных подогревателей для технического перевооружения систем теплоснабжения ЖКХ.

Всего на различных объектах промышленной и коммунальной энергетики установлено около 400 подогревателей рассмотренных типов.

В квартальных котельных предприятия *ОАО «Выборгтеплоэнерго»*, было установлено следующее оборудование: котельная «Маяковская 5» - подогреватель ПП1-54кп/15ок-10-11 (в 2005 г.) для подогрева воды на деаэратор ГВС взамен паровых подогревателей старого типа (1974 г.); котельная «Микрорайон «А» - два подогревателя ПП1-54кп/15ок-10-11 (в 2002 и 2009 гг.) для подогрева сетевой воды взамен четырех подогревателей старого типа (1980 г.); котельная «Юго-восточная» - подогреватели ПП1-54кп/15ок-10-11 (в 2003 г.) и ПП1-75кп/15ок-16-11 (в 2007 г.) взамен пяти пластинчатых подогревателей из-за сложности автоматизации и ограниченного срока работы без промывки и чистки (один раз в три месяца).

Оценка надежности и эксплуатационных характеристик - положительная. Аппараты работают в автоматическом режиме, удаление конденсата осуществляется без использования бака для его сбора с применением конденсатных насосов с частотным регулированием.

В новой котельной п. Березово (*Тюменская область*) в 2000 г. были установлены 6 блоков ПВМР. Опыт эксплуатации в особых северных условиях подтвердил их надежность,

компактность, удобство обслуживания и высокую тепловую эффективность.

5.1.1.5.2. Конструктивные особенности и опыт эксплуатации кожухотрубных ТА типа ВВПИ

В ЗАО «ЦЭЭВТ» был разработан ТА типа ВВПИ. В результате анализа известных решений по конструкции межтрубного пространства, было принято решение отказаться от интенсифицирующих теплоотдачу схем течения теплоносителя: поперечного омывания труб с помощью сегментных перегородок; закрутки потока в межтрубном пространстве с помощью системы особым образом выполненных поперечных перегородок или с помощью перегородки в межтрубном пространстве в виде закрученной ленты и др. Поэтому рассматриваемые ТА имеют простую так называемую реверсивную схему тока теплоносителей, в межтрубном пространстве нет поперечных перегородок, устанавливается только одна продольная перегородка. Кроме этого пересмотрены решения по толщинам стенок труб, корпусов, фланцев, трубных решеток, крышек без снижения их прочности. Накопленный к настоящему времени опыт эксплуатации ТА данного типа показал, что рассматриваемые аппараты в отличие от пластинчатых ТА мало чувствительны к резким скачкам температуры и давления. Их трубные пучки легко и без последствий выдерживают гидроудары, вибрацию, тряску.

Патрубки подвода и отвода сред располагаются в районе головки теплообменника (рисунок 41), что обеспечивает удобство обвязки подогревателей и уменьшение температурных деформаций.

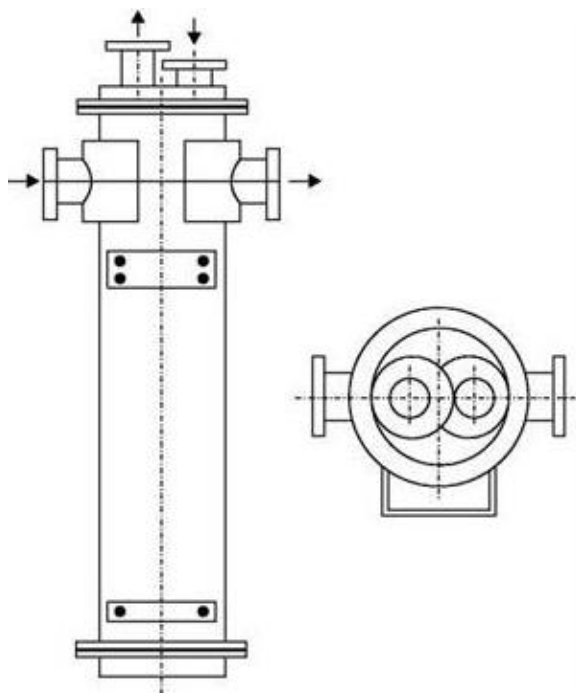


Рисунок 41 - Эскиз конструкции ТА

При номинальных значениях расходов ТА типа ВВПИ имеют умеренное гидравлическое сопротивление 20-50 кПа, что позволяет в случае необходимости получения больших тепловых потоков при малых температурных напорах соединять подогреватели в блоки параллельно или последовательно по обеим средам или комбинировать схемы их соединения в блоке.

Очистка полостей данных ТА может быть произведена любым известным способом: химическим (1,5% водным раствором азотной кислоты), кавитационно-ударным методом, стальными проволочными ежиками и т.п.

Преимущество пластинчатых ТА по высоким значениям k , однако, сводится на нет в случае загрязнения этих теплообменников. Как известно, пластинчатый ТА с расчетным коэффициентом теплопередачи (без загрязнения теплообменной поверхности) $7000 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$ в случае нарастания на теплообменной поверхности слоя накипи толщиной 0,3 мм (для пластинчатых аппаратов рядовой случай) имеет коэффициент теплопередачи $2545 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$, что в 2,75 раза меньше расчетного значения.

Более чем 13-летняя эксплуатация разработанных подогревателей в системах теплоснабжения показывает, что большая загрязняемость для данных аппаратов в силу эффекта самоочистки внутренней поверхности труб (наиболее загрязняемой сетевой водой), направленными в пограничный слой турбулентными вихрями, возникающими при обтекании плавноочерченных турбулизаторов определенной высоты, расположенных на

оптимальном расстоянии друг от друга, и разрушающими отложения на той стадии, когда они представляют собой маловязкие структуры, нехарактерна.

Значения коэффициента теплопередачи с учетом загрязнений подогревателей типа ВВПИ при изменении расходов теплоносителей находятся в диапазоне от 1150 до 3300 Вт/(м²·К) при температуре греющей среды (воды) 110 °С и температуре нагреваемой среды (воды) 70 °С. Например, в подогревателе ВВПИ-350 число труб составляет 97 шт., а значения k с учетом загрязнений составляют 1150-3200 Вт/(м²·К). При этом максимальные значения k ограничены максимальными допускаемыми потерями давления 50 кПа (5 м вод. ст.); минимальные значения коэффициентов теплопередачи относятся к режимам работы ТА с малым теплосъемом.

Анализ параметров рассматриваемых аппаратов показывает, что они в загрязненном состоянии характеризуются коэффициентами теплопередачи, которые ничуть не хуже коэффициентов теплопередачи загрязненных пластинчатых ТА.

Пример 1. Требуется осуществить 2-ступенчатый нагрев воды ГВС, при этом расход нагреваемой воды составляет 8,4 т/ч, температуры нагреваемой воды (последовательно по ступеням) - 5, 43 и 55 °С. По греющей среде были заданы следующие параметры: расход через 2-ю и 1-ю ступени соответственно 5,6 и 15,2 т/ч; температуры греющей среды на входе во 2-ю и 1-ю ступени соответственно 70 и 52 °С.

Для решения поставленной задачи был предложен пластинчатый теплообменник одной из западноевропейских фирм, имеющий габаритный объем, равный 0,19 м³. Проведенный расчет показал, что заданные условия обеспечат по второй ступени нагрева воды ГВС теплообменник ВВПИ с габаритным объемом 0,124 м³, а по первой ступени - двухкорпусной ВВПИ с габаритным объемом 0,416 м³. Суммарный объем ТА последнего типа составил 0,54 м³, что больше, чем объем пластинчатого ТА. Пластинчатый ТА имеет в заданных условиях лучшие габариты, чем существующие конструкции предлагаемого ТА.

Рассматриваемые ТА успешно работают в МУП ЖКХ г. Коврова, г. Павлово, р.п. Тумботино и др. Они без рекламаций эксплуатируются в коммунальном хозяйстве г. Н. Новгорода, городах и поселках Нижегородской, Владимирской, Тверской, Томской, Пермской областей, Республик Марий Эл, Карелия и других регионов России.



Рисунок 42 - Трубчатый ТО с корпусом в виде параллелепипеда

Отзывы²

Луйкин Э.П., начальник Инженерного отдела ЗАО «ПИ «Карелпроект»: *«Инженерный отдел института «Карелпроект» при проектировании объектов, начиная с 2004 г., там, где встречается и необходимо теплообменное оборудование (котельные, тепловые пункты (ЦТП, ИТП)) всегда закладывает в проекты установку водоводяных подогревателей серии ВВПИ. Нас полностью удовлетворяет качество и надежность данной продукции. От эксплуатационных организаций нареканий по данному виду продукции не поступало».*

Пятов Б.Г., директор МУП «Теплосервис» Вязниковского района: *«Водоводяные подогреватели типа ВВПИ применяем 2 года. Основными преимуществами водоподогревателей являются их габаритные размеры, позволяющие произвести установку в помещениях малой площади. Нас полностью удовлетворяет работа и качество оборудования. Надежная и качественная работа водоводяных подогревателей позволяет рекомендовать их использование другим потенциальным заказчикам»*

² Исаев С.Е., Сорокин Ог., Бажан П.И., Назин А.Н., Чернов А.Ф. «Теплообменные аппараты для коммунального хозяйства», Журнал "Новости теплоснабжения" №4 (80), 2007

Рекомендуемые расходы греющей воды для водоводяных подогревателей ЦЭЭВТа

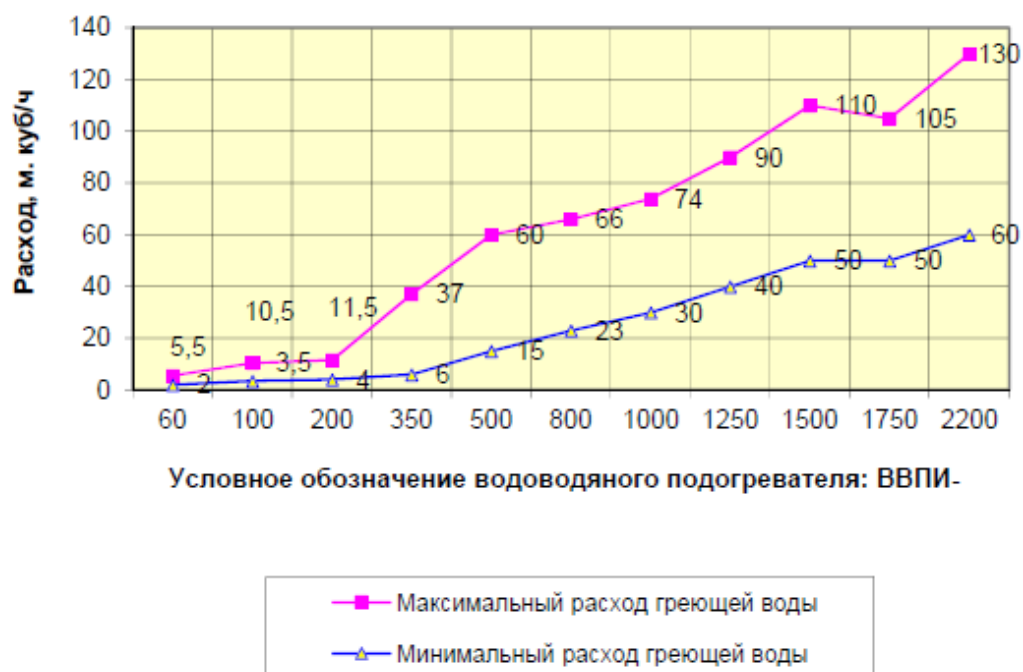


Рисунок 43 - Рекомендуемый расход греющей воды

Рекомендуемые расходы нагреваемой воды для водоводяных подогревателей ЦЭЭВТа

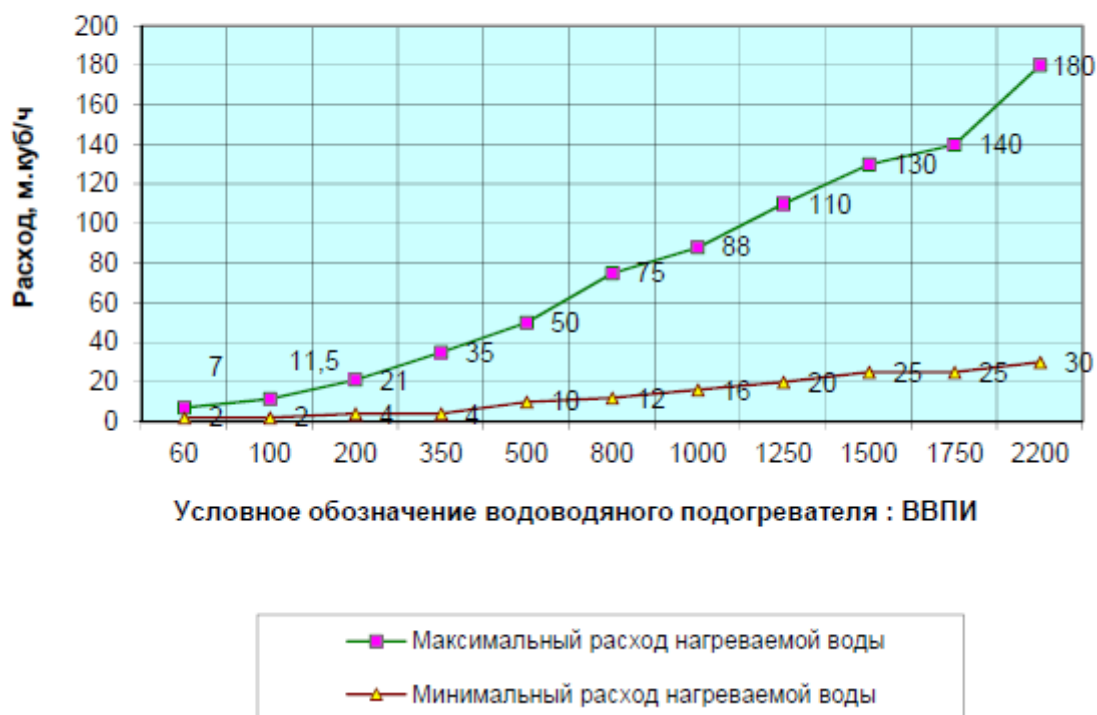


Рисунок 44 - Рекомендуемый расход греющей воды

Диапазон тепловых потоков, передаваемых водоводяными подогревателями ЦЭЭВТа



Рисунок 45 - Диапазон тепловых потоков

Все графики получены расчетом при температуре греющей воды 110°C и температуре нагреваемой воды 70°C, при этом максимальные рекомендуемые значения расходов ограничены максимальными допускаемыми потерями давления 50 кПа (5 м. вод. ст.), а минимальные — значениями коэффициентов теплоотдачи около 3000 Вт/(м² К).

5.1.1.5.3. Опыт эксплуатации водоводяных кожухотрубных теплообменных аппаратов ВВПИ

Ниже приведен реальный опыт эксплуатации водоводяных теплообменных аппаратов теплоснабжающей организацией МУП «Теплосервис» Вязниковского района Нижегородской области³.

Проблемы эксплуатации традиционно используемых теплообменных аппаратов

Вязники - небольшой районный центр, расположенный в 120 км от Нижнего

³ С.В. Кузовков, П.И. Бажан, «Опыт эксплуатации водоводяных кожухотрубных теплообменных аппаратов нового типа», журнал "Новости теплоснабжения" № 11 (99), 2008

Новгорода, с населением 45 тыс. жителей. Нужды города и всех промышленных объектов в отоплении и горячем водоснабжении обеспечивают 15 котельных, которые находятся на балансе МУП «Теплосервис». Система теплоснабжения города закрытая. Присоединение систем теплоснабжения осуществляется по независимой схеме. Котельные работают по температурному графику 95/70 °С.

Большая часть котельных оснащена либо кожухотрубными теплообменниками с латунными трубками, либо импортными разборными пластинчатыми теплообменниками. И те, и другие доставляют немало хлопот специалистам МУП «Теплосервис». Они часто выходят из строя, первые приходится промывать перед каждым отопительным сезоном в течение трех суток целой бригадой, а вторые требуют к себе особо «нежного» отношения - перед каждым отопительным сезоном надо проводить их тщательную разборку, механическую очистку пластин специальным инструментом и последующую сборку, причем часто с заменой резиновых уплотняющих элементов. Как правило, на эту операцию бригада специалистов тратит две недели, а иногда и больше. Процесс не только трудоемкий, но и достаточно затратный, к тому же, если заменить разборку, механическую очистку пластин и сборку аппарата его химической промывкой, то для этого нужны дорогие промывочные растворы и специальные устройства, при этом полная очистка поверхностей не гарантируется вследствие низкого качества сетевой воды в котельных. Если же в течение отопительного сезона не проводить очистку пластин разборных пластинчатых теплообменников, то на их теплообменной поверхности нарастает слой накипи, снижающий коэффициент теплопередачи в 2-3 раза. Такая же картина, по отзывам специалистов, наблюдается и в соседних районах области (на ряде объектов в городах и поселках Российской Федерации разборку и чистку пластинчатых аппаратов приходится осуществлять через каждые 12-14 ч работы).

О переходе к новым кожухотрубным теплообменным аппаратам и опыте их эксплуатации

В 2006 г. МУП «Теплосервис» Вязниковского района решило установить новые водяные подогреватели в ряде своих котельных. Чтобы не ошибиться и выбрать нужные аппараты, его руководство объехало районы области, в которых теплообменники типа ВВПИ уже работали. Вязниках, как и в других районных центрах, лишних денег в бюджете нет, поэтому, ориентируясь на отечественную конкурентоспособную продукцию, специалисты остановились именно на этих изделиях.

В результате МУП «Теплосервис» Вязниковского района приобрело четыре водяных подогревателя (рисунок 46). Теплообменные аппараты были установлены в системах ГВС и теплоснабжения. Сегодня они успешно работают в районном хозяйстве.



Рисунок 46 - Теплообменники ВВПИ в котельной МУП "Теплосервис"

За время эксплуатации теплообменных аппаратов выявлен ряд их характерных особенностей:

1. Установленные теплообменники занимают в два раза меньше места, чем прежние кожухотрубные, что для малогабаритных районных котельных весьма существенно;
2. За все отопительные сезоны подогреватели ни разу не вышли из строя;
3. Снизилась эксплуатационные затраты новых теплообменников по сравнению с пластинчатыми, например, в части расходных материалов (прежде на старых пластинчатых теплообменниках приходилось периодически менять очень дорогие прокладки, которые обычно закупались у дилеров; сейчас такую прокладку для нового типа теплообменников может сделать любой слесарь и стоит она очень дешево);
4. Рабочие элементы теплообменников изготавливаются не из латуни, а из нержавеющей стали, которая практически не корродирует в сетевой и котельной воде, что очень важно для работы котельных;

5. Теплообменники имеют очень простую конструкцию, в межтрубном пространстве у них расположена только одна продольная перегородка. Благодаря проектным решениям, они мало чувствительны к резким скачкам температуры и давления, что значительно снижает вероятность выхода их из строя при возникновении нештатных ситуаций.

Есть еще одна интересная инженерная находка - на внешней поверхности труб накатаны плавноочерченные кольцевые канавки. Это позволяет, во-первых, снизить загрязнение трубного пространства аппарата, во-вторых, в два раза увеличить теплоотдачу в трубах.

За время эксплуатации данных теплообменников предприятие не сталкивалось с какими-либо проблемами. В связи с этим в 2008 г. МУП «Теплосервис» Вязниковского района установило еще два теплообменника. В планах муниципального предприятия оснащение такими аппаратами и остальных районных котельных.

5.1.1.5.4. Опыт эксплуатации кожухотрубных теплообменных аппаратов в г. Обнинске

Новые потребители тепловой энергии в г. Обнинске, как правило, имеют закрытую схему ГВС. Чаще всего встречается схема с пластинчатыми теплообменниками. При обследовании существующих потребителей был проведен осмотр ИТП с закрытой схемой теплоснабжения на базе кожухотрубных ТА.

На рисунке 47 представлен внешний вид теплообменных аппаратов в жилом доме по ул. Ленина, 205.



Рисунок 47 - Элементы схемы ИТП на базе кожухотрубных теплообменных аппаратов

Технологическая схема ИТП представлена на рисунке 48.

Схема присоединения потребителей к системе теплоснабжения – независимая (закрытая) по отоплению и закрытая по ГВС. В работе находятся вертикальные кожухотрубные теплообменные аппараты, которые в последнее время находят все большее применение, ввиду практичности и экономии пространства.

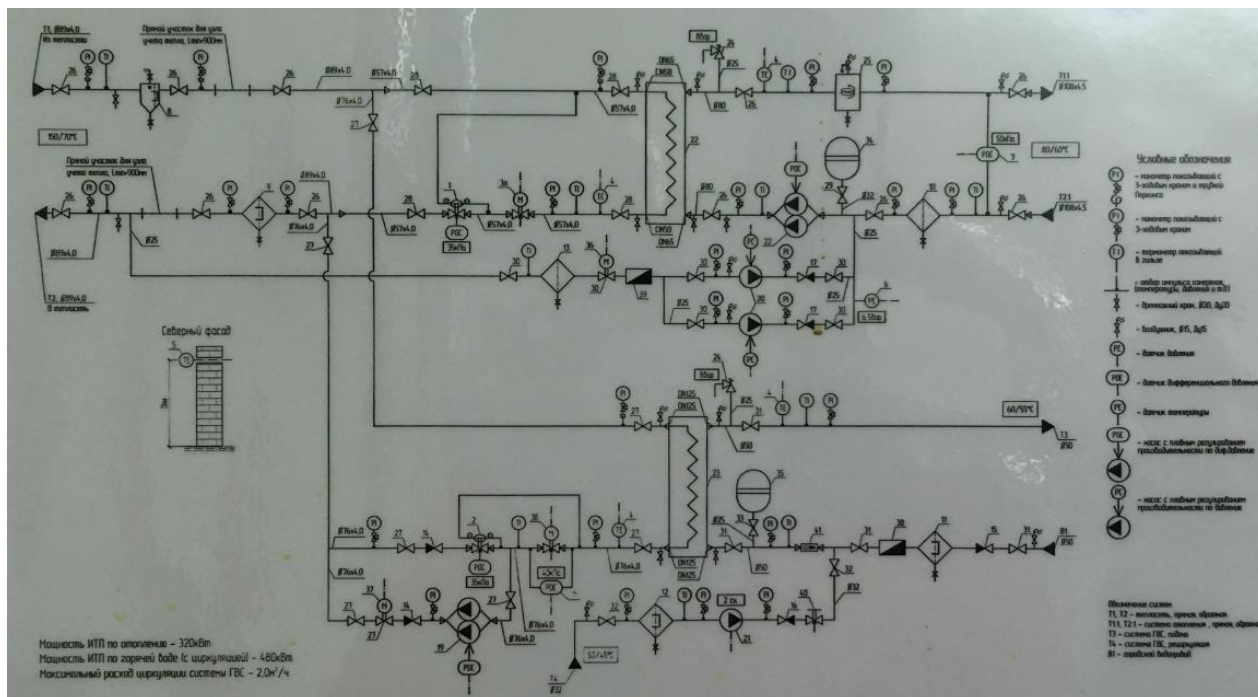


Рисунок 48 - Технологическая схема ИТП

Учитывая положительный опыт эксплуатации ИТП с 2012 г. (год ввода жилого дома), данная схема может быть предложена в качестве рациональной замены ставшей уже традиционной закрытой схеме ГВС на базе пластинчатых теплообменных аппаратов.

Вертикальное расположение позволяет полезно использовать пространство внутри помещения, располагая наибольшую часть оборудования вдоль стен. Согласно опросу специалистов управляющей компании, теплообменники неприхотливы в эксплуатации, не требуется частое обслуживание и чистки оборудования от солей жесткости.

Следует также отметить и положительный опыт внедрения независимой схемы отопления на базе кожухотрубных теплообменников. Во-первых, использование независимой схемы положительно влияет на режимы работы тепловой сети, во-вторых, улучшается качество теплоснабжения потребителей. В рассмотренном ИТП имеются устройства регулирования отпуска тепловой энергии по каждому стояку, в квартирах предусмотрены индивидуальные устройства регулирования теплоснабжения (на радиаторах отопления). Проблематикой внедрения рассмотренной схемы может служить ограничения по высоте в существующих домах, построенных до 2000 г.

5.1.1.6. Теплообменные аппараты типа ТТАИ и специфические особенности индивидуальных тепловых пунктов, созданных на их основе

Предприятием «Теплообмен» в 1990 г. был разработан кожухотрубный теплообменник, не только не уступающий, но и зачастую превосходящий по комплексу потребительских свойств, современные, в т.ч. импортные, пластинчатые аппараты. Эти аппараты, получившие название ТТАИ (аббревиатура слов «тонкостенный теплообменный аппарат интенсифицированный») достаточно успешно конкурируют с современными пластинчатыми теплообменниками.

Кожухотрубные аппараты типа ТТАИ могут не только достойно конкурировать по показателям с современными пластинчатыми теплообменниками, но и в ряде случаев по комплексу своих потребительских свойств превосходить их. В частности, на сопоставимые условия аппараты типа ТТАИ примерно в 10 раз легче современных разборных пластинчатых теплообменников и имеют во много раз меньше габаритный объем. По этим характеристикам они близки к неразборным пластинчатым аппаратам, но разборные и имеют меньшее гидравлическое сопротивление. Т.е. эти аппараты, оставаясь по своей сути кожухотрубными и сохраняя их преимущества, приобретают ряд новых свойств. В частности, исключительно малые массо-габаритные характеристики, индивидуальный, почти бесступенчатый, подбор, эффект самоочистки, реализуемый в процессе эксплуатации по прямому назначению, повышенное удобство при обслуживании, проявляющееся в доступности для осмотра и очистки не только трубного, но и межтрубного пространства. Рассматриваемые аппараты приобрели еще одно преимущество, которое не имели ни ранее применявшиеся кожухотрубные, ни современные пластинчатые аппараты - они не занимают места в плане, а как бы распределены по ограждающим конструкциям и в итоге зачастую как разновидность оборудования визуально вообще исчезают из технологического помещения - просто в пучке трубопроводов появляется еще одна труба несколько большего диаметра.

Благодаря этой особенности аппаратов ТТАИ была предложена принципиально новая идеология создания ИТП, при которой теплообменные аппараты не входят непосредственно в состав блок-модуля, т.е. все необходимые элементы ИТП, кроме теплообменников, komponуются на одной раме в блок-модуль, а теплообменные аппараты (один или несколько) устанавливаются отдельно (например, монтируются на стене). Такая идеология изначально всегда вызывает критику специалистов, сводящуюся в основном к

тому, что теряются сразу два преимущества предварительно собранных и поставляемых в состоянии заводской готовности ИТП - компактность и минимальный объем монтажных работ на месте установки. Однако эти соображения справедливы, только если в качестве теплообменных аппаратов использовать любые из ныне применяемых теплообменников, кроме аппаратов типа ТТАИ. Действительно, вынесение из блок-модуля теплообменного аппарата, даже современного пластинчатого, в том числе и неразборного типа, неминуемо ведет к увеличению площади, которую необходимо отвести под тепlopункт, т.к. размеры блок-модуля уменьшатся при вынесении из его состава теплообменника на существенно меньшую величину, чем займет сам отдельно расположенный аппарат. Таким образом, решение о вынесении теплообменника представляется заведомо проигрышным. Но ситуация радикально меняется, если в ИТП в качестве теплообменников используются аппараты типа ТТАИ. Здесь на первый план выходят их массогабаритные особенности - псевдоодномерность и исключительно малый вес. Как неоднократно отмечалось, их незначительные массо-габаритные характеристики, конструктивное исполнение корпуса в виде трубы и отсутствие каких-либо требований к способам крепления (применяются, в частности, обычные способы крепления трубопроводов) приводит к тому, что аппараты типа ТТАИ воспринимаются как элементы трубопровода. В итоге эти теплообменники, как самостоятельный элемент оборудования как бы исчезают из помещения, т.е. в таких случаях будет правомерным утверждение о том, что теплообменники очень компактны, т.к. занимают мало места. Они, в случаях такого их размещения, не занимают места вообще.

Эта особенность аппаратов ТТАИ в первую очередь и была принята во внимание при разработке новой идеологии создания ИТП. В итоге тепlopункт, в блок-модуль которого не включены теплообменники, становится значительно компактнее, т.е. может зачастую размещаться в тех помещениях, в которых не мог быть установлен ни один другой ИТП с идентичными тактико-техническими характеристиками. А теплообменный аппарат может располагаться где-то рядом, вообще не требуя для себя никакого отдельного места. Например, на стене в пучке трубопроводов, или быть установленным вертикально в углу, или расположен под потолком, над входной дверью и т.д. Аппарат может быть вынесен в соседнее помещение и размещен там на стене, если там проходят другие трубы инженерного обеспечения помещения. Предлагаемый ИТП обладает еще рядом некоторых особенностей, сообщающих ему дополнительные преимущества. В частности, в нем схемно предусмотрена возможность промывки теплообменников обратным током, предусмотрены

патрубки и необходимая запорная арматура для проведения безразборной химической отмывки, специальное схемное решение обеспечивает снижение вероятности образования накипи на теплопередающих стенках теплообменников при любых режимах работы теплопункта, предусмотрена защита от работы насосов «всухую».

Положительной особенностью аппаратов типа ТТАИ является также то, что оснастка и технология их изготовления позволяют выпускать не дискретный, а практически непрерывный типоразмерный ряд, а созданная математическая модель, адаптированная в ходе натурных полномасштабных экспериментов к особенностям этих аппаратов, обеспечивает подбор из этого ряда для каждого конкретного случая своего, наиболее полного удовлетворяющего всем требованиям и даже пожеланиям заказчика, типоразмера. Причем пожелания могут быть самыми разными, как то: максимально использовать для размещения аппаратов плоскость стены сложного профиля, учесть высоту помещения или ширину дверей и пр. Необходимо подчеркнуть, что такой индивидуальный подход к подбору и изготовлению аппаратов никак не отражается на сроках и цене изготовления.

5.1.1.7. Винтовые подогреватели

Внешне винтовые подогреватели не отличаются от обычных кожухотрубных - имеются кожух, крышка и трубчатка, а дальше начинаются различия: поверхность теплопередачи, выполненная из нержавеющей трубок диаметром 16-38 мм, в 2-4 раза меньше, чем у традиционных аппаратов одной теплопроизводительности (а значит и габариты), что достигается установкой системы перегородок, обеспечивающей винтовое движение греющей среды в межтрубном и пульсационно-вихревое нагреваемой среды в трубном пространствах подогревателей (рисунок 49).

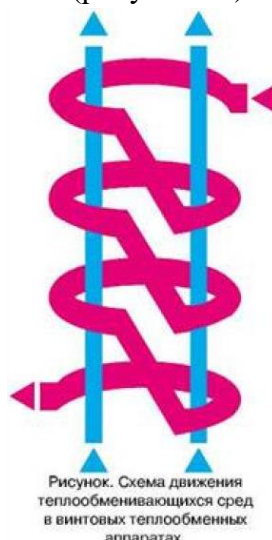


Рисунок 49 - Схема движения теплоносителей

Данная гидродинамическая схема аппарата позволяет не только достигать заданного уровня интенсивности теплообмена, но и сохраняет его довольно продолжительный срок даже при работе на воде низкого качества, создавая условия, когда адгезионные силы, действующие на частицы потенциальной накипи, оказываются меньше гидродинамических сил потока среды, срывающих эти частицы с теплообменной поверхности.

Необходимо отметить, что применение высокоинтенсивных, например, пластинчатых пароводоподогревателей требует определенной культуры производства, а именно, системы водоподготовки, после которой концентрация железа, солей кальция, магния и др. в подогреваемой воде не превышает определенных значений, порой находящихся ниже допустимых по СанПиН, в противном случае, слой накипи на теплообменной поверхности высокоинтенсивного аппарата резко снижает теплосъем, причем достаточно быстро.

В то же время, такой же слой накипи на теплообменной поверхности низкоинтенсивных подогревателей значительно меньше сказывается на теплосъеме аппарата в целом. Таким образом, просматривается так называемая задача на «оптимум», когда с одной стороны принимается допустимо высокий коэффициент теплопередачи, а с другой - организуется гидродинамический режим сред теплообмена, обеспечивающий минимальные отложения накипи на теплообменной поверхности в течение значимого по продолжительности срока эксплуатации (отопительный сезон, год и т.д.).

Винтовые подогреватели проектируются по этому принципу - уровень проектного коэффициента теплопередачи 4000-5000 Вт/м²·К, запас поверхности 15-20%, регламентный теплосъем без чистки трубчатки гарантируется в течение 1-2 лет для воды любого качества. Указанные достоинства винтовых аппаратов позволяют использовать их для подогрева воды с различным содержанием включений [1]. Для подтверждения вышесказанного приведем несколько примеров эксплуатации ПВВВ и ППВВ.

Более трех лет в г. Советский ХМАО работают ПВВВ взамен пластинчатых теплообменников для подогрева воды сушильных комплексов глубокой переработки древесины. В связи с низким качеством подогреваемой воды, в которой содержание железа составляет 3,0-49 мг/дм³ (что превышает нормы СанПиН 2.1.4.107401 более чем в 100 раз), применение пластинчатых теплообменников без глубокой предварительной очистки воды, связанной со значительным увеличением капитальных и эксплуатационных затрат, не

представляется возможным.⁴

В процессе промышленной эксплуатации установлено, что винтовые подогреватели (ПВВВ) обеспечили требуемый температурный режим при тепловой нагрузке до 4 МВт, расходе нагреваемой и нагревающей воды до 250 м³/ч, температуре нагреваемой воды 70-95 °С и нагревающей воды 110-90 °С. Интенсивность теплообмена - коэффициент теплопередачи на максимальных расходах в течение всего срока эксплуатации составляет 4000 Вт/м²·К.

Многолетний опыт внедрения подогревателей с винтовым движением воды в межтрубном пространстве (ППВВ и ПВВВ) в системах ГВС и отопления показал, что можно рассчитывать и прогнозировать скорость отложения окислов железа и солей жесткости из водных потоков на теплообменных поверхностях и создавать условия пульсационно-вихревого движения водных потоков, при которых отложения за время многолетней эксплуатации отсутствуют или минимальны, что позволяет эксплуатировать теплообменное оборудование без постоянных остановок с разборкой и демонтажем аппаратов на чистку и ремонт.

5.1.1.8. Сравнение пластинчатых и кожухотрубных теплообменных аппаратов

Ниже предпринята попытка осуществить объективное, без передергиваний и эмоциональной окраски, сравнение двух наиболее известных типов теплообменных аппаратов - пластинчатых и кожухотрубных.

Сравнение будем проводить по следующим параметрам: небольшой вес, небольшой габаритный объем, тонкостенность теплопередающих пластин и высокий коэффициент теплопередачи, легкость технического обслуживания.

Небольшой вес. Тезис о незначительном весе пластинчатых теплообменников сформировался в начале 90-х годов прошлого столетия, когда западноевропейские фирмы, придя на рынок стран СНГ, в массовом порядке столкнулись с кожухотрубными аппаратами, использовавшимися в коммунальном хозяйстве Советского Союза и разработанными более полувека тому назад. Грешно было не использовать такой козырь. Но продолжать эксплуатировать эту легенду в настоящее время представляется просто непорядочным (ведь нельзя всерьез предположить, что абсолютно все представители фирм-

⁴ Одинцов С.Ю., Болитэр В.А., «Особенности выбора и эксплуатации пароводоподогревателей», журнал "Новости теплоснабжения" №8 (84), 2007

поставщиков пластинчатых теплообменников совершенно не следят за событиями, происходящими на соответствующем сегменте научно-технического рынка). А в настоящее время на рынке есть кожухотрубные теплообменники фирмы САТЭКС, сравнение с которыми по весу уже не дает столь ошеломляющих преимуществ пластинчатым аппаратам, есть также теплообменники, разработанные ЦКТИ, по сравнению с которыми выигрыш по массе у пластинчатых аппаратов становится еще более скромным, и, наконец, есть аппараты ТТАИ предприятия «Теплообмен», сравнивать с которыми пластинчатые аппараты по массе никогда не возьмется ни один представитель фирм-поставщиков пластинчатых теплообменников, т.к. вес пластинчатых аппаратов будет выглядеть просто пугающе большим.

Для примера приведем конкретные данные по одному из объектов, для комплектации которого были даны предложения по западноевропейским пластинчатым теплообменникам и аппаратам ТТАИ предприятия «Теплообмен».

Для нагрева воды в бассейне требовался теплообменник. Заказчик, выбирая наиболее устраивающий его вариант, выдал исходные данные различным поставщикам (в обоих случаях предусматривалось титановое исполнение): требуется нагревать морскую воду с расходом 9,4 т/ч от 4 °С до 27 °С пресной водой с расходом 10,8 т/ч и температурой на входе в теплообменник 70 °С. Предложенный для решения этой задачи пластинчатый теплообменник имел сухой вес, равный 120 кг, а теплообменник ТТАИ имел вес, равный 5 кг. Комментарии, наверное, излишни.

Таким образом, становится очевидным, что малый вес пластинчатых аппаратов по сравнению с кожухотрубными не более, чем легенда.

Небольшой габаритный объем. Рекламируя преимущества пластинчатых теплообменников, почти всегда подчеркивают такое их достоинство, как небольшой габаритный объем, что позволяет радикальным образом экономить площади, необходимые для размещения теплообменного оборудования и высвободить их для использования по другому назначению. Для крупных городов, где каждый квадратный метр офисной или торговой площади в центре города стоит немалых денег, это действительно важное качество. Но всегда ли «пластинчатый» обеспечивает преимущество по этому показателю по сравнению «кожухотрубным»? Или честнее было бы писать «современный пластинчатый по сравнению с устаревшим, без малого вековой давности разработки, кожухотрубным». Представляется, что последняя формулировка была бы намного точнее.

Требуется осуществить 2-х ступенчатый нагрев воды горячего водоснабжения, при этом расход нагреваемой воды 8,4 т/ч, температуры нагреваемой воды (последовательно по ступеням) - 5 °С, 43 °С и 55 °С. По греющей среде были заданы следующие параметры: расход через 2-ю и 1-ю ступени соответственно 5,6 т/ч и 15,2 т/ч, температуры греющей среды на входе во 2-ю и 1-ю ступени соответственно - 70 °С и 52 °С.

Для решения стоящей задачи был предложен пластинчатый теплообменник одной из западноевропейских фирм, имеющий габаритный объем, равный 0,19 м³. Решение этой же задачи (при тех же потерях напора) с помощью теплообменников ТТАИ потребовало применения для 1-й ступени аппарата с габаритным объемом 0,03 м³, а для 2-й - 0,007 м³. Как видно, суммарный габаритный объем двух аппаратов ТТАИ в 5,1 раза меньше габаритного объема одного пластинчатого аппарата.

В тех случаях, где не требуется 2-х ступенчатого нагрева, выигрыш по габаритному объему в случае применения кожухотрубных теплообменников ТТАИ достигает 10 и более раз. И при этом надо еще учесть, что аппараты типа ТТАИ зачастую удобнее компонуются в помещении, что также создает выигрыш по производственным площадям.

Совсем недавно удалось выделить дополнительно 63 м² торговых площадей в одном из крупнейших торговых центров Киева только благодаря переходу к теплообменникам ТТАИ от предварительно предполагавшихся к установке пластинчатых аппаратов.

Исключительно малый габаритный объем аппаратов ТТАИ, т.е. их псевдоодномерность, открывает неожиданные возможности по радикальной экономии производственных площадей при создании ИТП. Использование аппаратов ТТАИ позволило применить принципиально новую идеологию создания ИТП, т.н. «планшетные» ИТП. Такие ИТП вообще не занимают места в плане, а распределены по ограждающим конструкциям (см. рисунок 50).



Рисунок 50 - Расположение ИТП

Приведенные цифровые и визуальные данные подтверждают, что небольшой габаритный объем пластинчатых аппаратов тоже относится к области пусть красивых, но все же легенд.

Тонкостенность теплопередающих поверхностей и высокий коэффициент теплопередачи. Описывая положительные потребительские свойства пластинчатых аппаратов, практически всегда отмечают их более высокий коэффициент теплопередачи, обосновывая это развитой турбулизацией потока и тонкостенностью теплопередающих пластин.

Сопоставительный анализ этого показателя для современных пластинчатых аппаратов и современных же кожухотрубных аппаратов, выпускаемых различными производителями (кроме аппаратов ТТАИ), уже не дает основания излишне оптимистично оценивать соответствующие значения для пластинчатых аппаратов. Они, как правило, у пластинчатых аппаратов больше, но не настолько, чтобы придавать этому столь большое звучание. Но если же провести сравнение этого показателя пластинчатых теплообменников с теплообменниками ТТАИ, то ситуация и вовсе меняется на противоположную - коэффициенты теплопередачи пластинчатых аппаратов оказываются заметно меньше соответствующих величин аппаратов ТТАИ. Для наполнения этого утверждения конкретикой, приведем в качестве примера коэффициенты теплопередачи, характеризующие теплообменные аппараты для первого описанного в данной статье случая - с подогревом морской воды. Предложенный пластинчатый теплообменник имел значение $5854 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$, а аппарат ТТАИ имел значение $8397 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$. Превышение почти в 1,5 раза у аппаратов ТТАИ не оставляет никакого морального права говорить о более высоких коэффициентах теплопередачи пластинчатых теплообменников.

Что касается рассуждений о высокой степени турбулизации и малой толщине пластин, то это совсем уж очевидно искусственный прием набора положительных качеств. Во-первых, это еще более узкоспециальные вопросы, чем даже коэффициент теплопередачи, и поэтому никак не должны выходить на уровень потребителя. Во-вторых, специалистам известно, что на сегодня методы турбулизации для труб разработаны не хуже, а даже лучше чем для пластин. Поэтому, в частности, в теплообменниках ТТАИ осуществляется оптимальная турбулизация потока, не уступающая турбулизации в современных пластинчатых аппаратах.

Говорить же об исключительно малой толщине пластин (к слову сказать, почти не

влияющей в абсолютном большинстве случаев на коэффициент теплопередачи), достигающей 0,5 мм и даже, в пределе, 0,4 мм [7], тут же упоминая о достаточно высоких давлениях рабочих сред (на уровне 1,6 МПа), представляется даже не достаточно профессиональным. Ведь известно, что цилиндрическая оболочка лучше противостоит избыточным давлениям, чем плоская стенка. И действительно, аппараты ТТАИ уже более 10-ти лет выпускаются с трубками, имеющими толщину стенки 0,3 мм. Очевидно, что это меньше, чем 0,5 мм и даже чем 0,4 мм.

Таким образом, становится ясно, что мнение о высоком коэффициенте теплопередачи пластинчатых теплообменников и об исключительно малых толщинах пластин вероятнее всего осознанно формировалось, как научно-техническая легенда.

Легкость технического обслуживания. В качестве одного из существенных преимуществ пластинчатых теплообменников выделяется такое его свойство, как легкость технического обслуживания. Это действительно важный показатель назначения теплообменников, т.к. не существует техники, которую не требовалось бы обслуживать, а обслуживание на месте эксплуатации, в условиях «подвала», всегда создает дополнительные сложности. Поэтому возможность разобрать пластинчатый теплообменник и доставить пластины, например, в мастерскую, чтобы их там очистить или заменить, дает этим аппаратам преимущество по сравнению с кожухотрубными, но опять же необходимо подчеркнуть, более полувековой давности, аппаратами. Если не лукавить и осуществлять сравнение с современными кожухотрубными теплообменниками, в частности с аппаратами ТТАИ (кстати, тоже разборными вплоть до извлечения трубного пучка из корпуса), то это преимущество пластинчатых аппаратов также из разряда легенд. Дело в том, что при разборке и сборке пластинчатых теплообменников, что приходится выполнять на месте их эксплуатации, зачастую (а применительно к варианту использования клеевых уплотнительных прокладок - всегда) страдают многочисленные резиновые уплотнительные прокладки, имеющие сложную форму, и их требуется заменять. Однако стоимость комплекта таких прокладок сопоставима с ценой нового теплообменника (составляет порядка 20-30% полной стоимости нового пластинчатого теплообменника). В то же время в теплообменниках ТТАИ резиновые прокладки имеют исключительно простую кольцевую формы, их всего две штуки, да и менять их (если в этом возникнет необходимость) придется не на месте эксплуатации, а в приспособленном для техобслуживания помещении. Обеспечивается это тем, что, как отмечалось выше,

теплообменники ТТАИ в среднем в 10 раз легче современных пластинчатых аппаратов. Поэтому всегда, когда возникает необходимость выполнить техобслуживание аппарата, имеется легко реализуемая возможность теплообменник ТТАИ целиком, не разбирая на месте, доставить в специально приспособленное для этого помещение (мастерскую, ремонтный участок и пр.). В соответствующих условиях осуществить необходимые работы и вернуть аппарат на место. Ведь самый тяжелый теплообменник ТТАИ, используемый уже не в ИТП, а в крупных ЦТП, весит порядка 60 кг. Очевидно, что такой теплообменник легко демонтирует и доставит к месту обслуживания бригада из 3-х и даже 2-х человек. Чего уж никак не скажешь про пластинчатый теплообменник весом более полутонны. Значит, его придется все же разбирать, а главное, потом собирать на месте. Это удастся успешно сделать далеко не всегда даже специалистам, а штатному персоналу котельных тем более.

Выводы

Вышеперечисленные и ряд не названных, менее популярных легенд, активно пропагандируемых в течение последнего десятилетия, создали миф о выдающихся свойствах зарубежных пластинчатых теплообменников, породивший, с одной стороны, мнение о необходимости применения только таких аппаратов, а с другой стороны, вызвавший к жизни бум по организации сборочных или даже почти полномасштабных производств таких аппаратов. На самом же деле это действительно высокоэффективные и высококачественные теплообменные аппараты, но они не являются панацеей. В ряде случаев их применение оправдано и на сегодня является наиболее оптимальным. Но в большинстве случаев им есть достойная альтернатива и даже больше, зачастую современные кожухотрубные аппараты, превосходят современные пластинчатые теплообменники по всему комплексу потребительских свойств. В качестве достойной альтернативы ставшим уже традиционным пластинчатым теплообменникам могут служить кожухотрубные аппараты ТТАИ. Опыт эксплуатации в условиях СНГ более трех тысяч теплообменников ТТАИ позволяет с уверенностью сказать, что утверждение о безальтернативности пластинчатых аппаратов (такие пассажи доводилось встречать в научно-технической периодике) не более чем миф.

Преимущества с точки зрения эксплуатации. Принятая в г. Казани программа ликвидации ЦТП с целью повышения качества теплоснабжения предполагает перевод

более чем 1300 зданий на ИТП с погодным регулированием⁵. Очевидно, что в условиях недостатка свободного места в помещениях зданий, проект которых не предполагал размещение ИТП, применение планшетных тепловых пунктов является единственно возможным решением. При этом существенно сокращаются затраты на монтаж и сервисное обслуживание.

Основа решения заключается в применении отечественных интенсифицированных теплообменников ТТАИ, обладающими такими конкурентными преимуществами как:

- низкая стоимость (дешевле на 30% ближайших конкурентов), малый вес (до 70%), ремонтпригодность (не требуется специальной оснастки), длительный срок службы, возможность установки на ограниченной площади (вдоль стен, под потолком, не требует фундаментов, опор);
- использование интенсифицированных теплообменных аппаратов позволяет эффективнее осуществлять передачу тепла в сравнении с существующими аналогами;
- в теплообменниках ТТАИ реализован принцип самоочистки, что позволяет снизить эксплуатационные расходы при обслуживании теплообменников (до 40% по сравнению с пластинчатыми аппаратами);
- в ИТП на основе теплообменников ТТАИ применены комплектующие отечественного производства, что решает проблему импортного замещения.

Реальные условия диктуют жесткие требования к компактности и удобству обслуживания современных ИТП. Это подтолкнуло разработчиков к реализации концепции «планшетных» тепловых пунктов (рис. 50).

В планшетных ИТП обеспечивается свободный доступ ко всем его элементам, позволяющим осуществить своевременное техобслуживание, наладку, замену без выполнения операций по демонтажу другого сопряженного оборудования⁶.

Для примера в таблице 28 приведены результаты сравнительного анализа пластинчатых теплообменников и теплообменников ТТАИ⁷.

Из изложенных выше данных в таблицу 29 сведена информация для сравнения массогабаритных характеристик ряда теплообменников, рассчитанных для следующих

⁵ А.В. Васев «Преимущества «планшетной» компоновки индивидуальных тепловых пунктов», журнал «Новости теплоснабжения» № 3, 2017 г.

⁶ Барон В.Г. «Возможность проведения реновации теплосетей, не требующая поиска денежных средств, или еще раз о «Планшетных» теплопунктах», журнал «Теплоэнергоэффективные технологии» № 1-2 (65-66), Санкт-Петербург, 2012

⁷ А.В. Васев «Преимущества «планшетной» компоновки индивидуальных тепловых пунктов», журнал «Новости теплоснабжения» № 3, 2017 г

условий: требуется осуществить 2-ступенчатый нагрев воды ГВС, при этом расход нагреваемой воды составляет 8,4 т/ч, температуры нагреваемой воды (последовательно по ступеням) - 5, 43 и 55 °С. По греющей среде были заданы следующие параметры: расход через 2-ю и 1-ю ступени соответственно 5,6 и 15,2 т/ч; температуры греющей среды на входе во 2-ю и 1-ю ступени соответственно 70 и 52 С. По габаритным размерам прослеживается очевидное преимущество теплообменных аппаратов ТТАИ.

Таблица 28 - Результаты сравнительного анализа теплообменников на нагрузку по отоплению 0,4184 Гкал/ч при расходе воды на ГВС 7,04 м3/ч

Критерий	ТТАИ	Пластинчатый разборный	Пластинчатый неразборный
Стоимость, руб. (без НДС)	126 820 руб.	350 016 руб.	220 017 руб.
Вес	22 кг	562,3 кг	89 кг
Габариты (ДхШхВ), мм	длина - 3295 диаметр - 108	675x460x1772	84x474x1180
Обслуживаемость	разборный	разборный	неразборный
Максимальное рабочее давление	1,6 МПа	2,1 МПа	2,2 МПа
Потери давления	0,018 МПа	0,024 МПа	0,023 МПа
Диапазон рабочих температур, °С	до 250	расчетная 150	расчетная 150
Толщина стенки кожуха/толщина	1 мм	0,4 мм	0,5 мм
Стоимость прокладок, % от	0,015%	30%	-

Таблица 29 - Результаты расчетов габаритных объемов теплообменных аппаратов разных типов, м3

№ п/п	Параметр	Пластинчатый (моноблок)	ВВПИ	ТТАИ
1	Габаритный объем 1 ступени, м ³	0,19	0,416	0,03
2	Габаритный объем 2 ступени, м ³		0,124	0,007
ИТОГО, м³		0,19	0,54	0,037

Результаты расчета теплообменников для 2-х ступенчатой схемы ГВС (которые нагреют 7,5 м³/ч воды от 5 до 60 °С теплоносителем 70 °С (при условиях максимального разбора, мощность теплообменника - 0,42 Гкал/ч) приведены в таблице 30.

Таблица 30 - Результаты расчетов поставщиков теплообменных аппаратов ГВС разных типов

Тип	Пластинчатый разборный		Пластинчатый разборный		Кожухотрубный ТТАИ	
Производитель	ООО «Кельвион Машинпэкс»		ООО «Данфосс»		ООО «Теплообмен»	
	1 ступень	2 ступень	1 ступень	2 ступень	1 ступень	2 ступень
Мощность, Гкал/ч	0,26	0,15	0,26	0,17	0,26	0,15
Вес, кг	180	168	285		19	13
Габариты, мм	430x323x1020	430x323x1020	535x395x960		2695 133 - диаметр	1587x322 108 - диаметр
Стоимость, тыс. руб.	77	62	219		68	62

Стоимость в таблице 30 указана по состоянию «на складе», т.е. без учета транспортных расходов. Из приведенных данных видно, что при практически схожих данных по стоимости, теплообменные аппараты ТТАИ заметно выигрывают по весу, а от веса зависят и затраты на транспорт, и на погрузку-разгрузку, и удобство монтажа/демонтажа, обслуживания, разборки/сборки, устройство фундамента, опор и т.д.

Независимый мониторинг и анализ сопоставительных характеристик теплообменных аппаратов в июле 2015 г. были проведены Агентством Стратегического Развития Севастополя (АСРС) с целью выбора оборудования для реконструкции систем теплоснабжения и горячего водоснабжения субъекта федерации - г. Севастополя. В своем отчете АСРС приводит следующие графики сопоставимых характеристик теплообменных аппаратов:

- горячее водоснабжение (рисунок 51);
- отопление (рисунок 52).

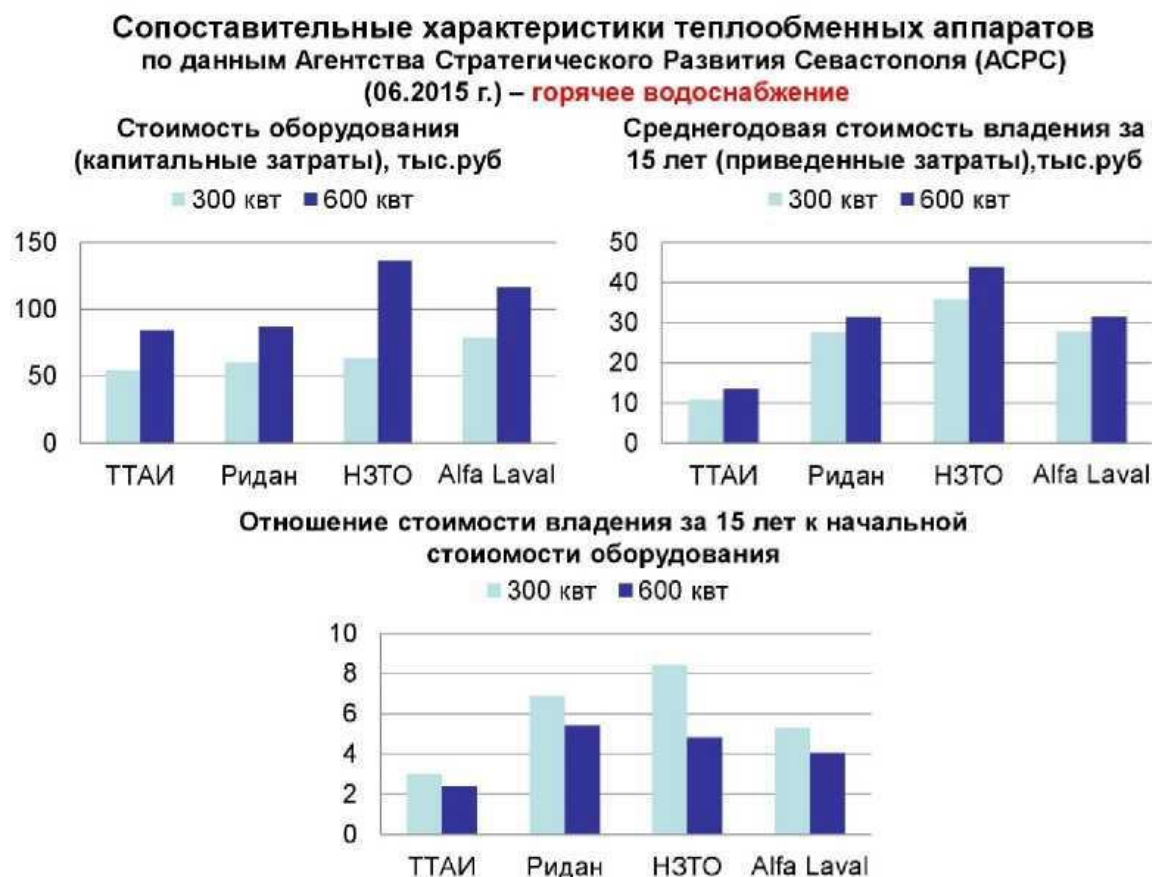
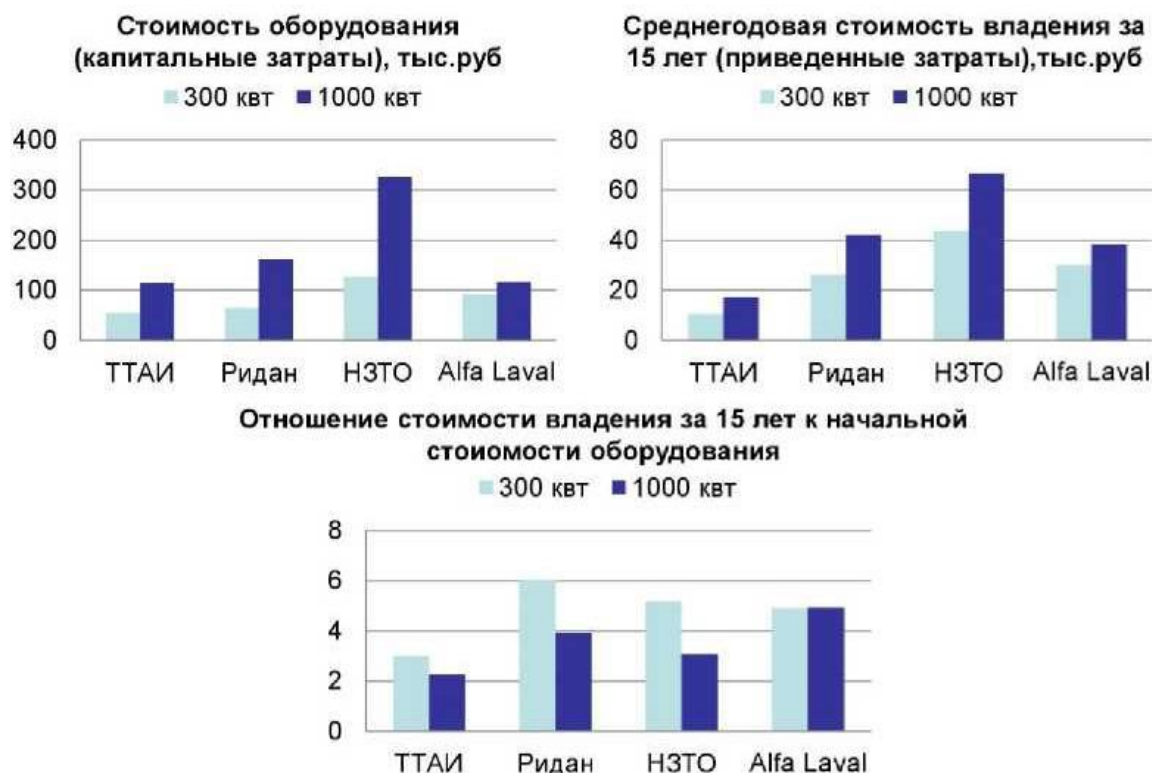


Рисунок 51 - Сопоставимые характеристики теплообменных аппаратов по данным АСРС (06.2015 г.) – горячее водоснабжение

Сопоставительные характеристики теплообменных аппаратов по данным АСРС (06.2015 г.) – отопление



**Рисунок 52 - Сопоставимые характеристики теплообменных аппаратов
по данным АСРС (06.2015 г.) – отопление**

При расчете стоимости владения были учтены как расходные материалы, так и затраты в человеко-часах на обслуживание теплообменников (в соответствии с регламентами производителей).

5.1.1.9. Общие выводы по разделу 5.1

Согласно анализу публикаций, к теплообменникам предъявляются следующие требования:

1. Массогабаритные показатели. Например, в стесненных условиях подвальных ИТП могут быть «критичными» как длина теплообменного аппарата (могут отсутствовать монтажные проемы в подвалах), так и вес (необходимость вручную «доставлять» к месту монтажа без грузоподъемных механизмов);
2. Низкая стоимость теплообменника и низкая стоимость владения (обслуживания);
3. Доступность или даже возможность ремонта;
4. Простота доступа к поверхностям для очистки от отложений;
5. Невысокое гидродинамическое сопротивление;

6. Склонность к самоочищению или минимальному загрязнению (при соблюдении скоростных режимов теплоносителя).

Сравнение по указанным параметрам представлено в таблице 31. К сравнению приняты пластинчатые разборные, паяные и кожухотрубные интенсифицированные теплообменники.

Таблица 31 - Сравнение теплообменников по эксплуатационным требованиям

Критерии	Пластинчатый разборный	Пластинчатый паяный	Кожухотрубный интенсифицированный		
			с профилированными трубками	ТТАИ	винтовой
Компактность	+	+	+	++	+
Низкая масса	-	+	+	++	+
Низкая стоимость теплообменника	-	+	+	+	+
Низкая стоимость владения	--	-	+	+	+
Возможность ремонта	+	-	+	+	-
Простота доступа к поверхностям для очистки от отложений	-	-	+	+	-
Невысокое гидродинамическое сопротивление	+	+	+	+	+
Склонность к самоочищению или минимальному загрязнению	+-	+-	-	+	+

Кроме того, нужно учитывать следующие особенности поставщика:

1. Срок изготовления и поставки, особенно при массовой установке теплообменных аппаратов;
2. Обеспечение запасными частями и расходными материалами (для разборных пластинчатых), их стоимость и периодичность замены.
3. Расположение склада запасных частей в непосредственной близости к потенциальному заказчику (для разборных пластинчатых).

Из таблицы 31 следует, что по всему комплексу потребительских свойств наиболее выгодным являются теплообменники ТТАИ.

5.1.2. Обеспечение безнакипной работы теплообменных аппаратов

5.1.2.1. Об эффективности работы пластинчатых теплообменников, оборудованных акустическими противонакипными устройствами

Обеспечение защиты теплообменных поверхностей от накипи осуществляется

различными способами, среди которых выделяется ультразвуковая технология предотвращения образования накипи. Это связано с тем, что данная технология, в отличие от ряда других, позволяет задействовать сразу несколько механизмов, влияющих как на процессы формирования накипи в толще воды и оседания ее на теплообменной поверхности, так и на уже образовавшийся слой отложений. Ультразвуковая технология позволяет существенно снизить скорость образования накипи, а в ряде случаев и обеспечить безнакипный режим работы теплообменного оборудования.

В пластинчатых теплообменниках применяется химическая очистка поверхности со стороны нагреваемой воды. Способ химической очистки является в настоящее время оптимальным для паяных теплообменников, однако в ряде случаев отмечается загрязнение их кремниевыми отложениями, наличие которых многократно усложняет проведение химической очистки. Зарегистрировано и загрязнение теплообменников со стороны греющей воды. Ультразвуковая технология позволяет защитить теплообменную поверхность от отложений различного происхождения, а возбуждение изгибных колебаний во всей конструкции теплообменника препятствует образованию отложений со стороны греющей воды так же, как и со стороны нагреваемой.

Исследование эффективности работы паяных пластинчатых теплообменников системы ГВС при оснащении их акустическими противонакипными устройствами серии «Акустик-Т» производства ООО «Кольцо» проводилось в тепловых пунктах ГУП «Мосгортепло», начиная с апреля 2001 года⁸. Противонакипными устройствами были оснащены три тепловых пункта. В каждом оборудованном противонакипным устройством тепловом пункте размещены два пластинчатых теплообменника (двухступенчатая схема системы ГВС), на каждый из которых был установлен излучатель ультразвука двухканального АПУ «Акустик-Т2».

Для оценки результатов работы противонакипных устройств был применен метод сравнения, в котором параметры теплообменников с установленными противонакипными устройствами сравнивались с параметрами не оснащенных АПУ теплообменников. Специалистами ГУП «Мосгортепло» выбраны дополнительно 6 контрольных тепловых пунктов, и образованы три комплекса по три ТП, расположенных на трех различных теплотрассах, в каждом из которых один тепловой пункт оснащен противонакипным

⁸ А.Г. Андреев, П.А. Панфиль «Об эффективности работы пластинчатых теплообменников, оборудованных акустическими противонакипными устройствами», журнал "Новости теплоснабжения", № 6, (22), 2002, С. 40 - 42

устройством.

Способ крепления ультразвуковых излучателей был выбран таким, чтобы часть генерируемой ими УЗ энергии распространялась по теплообменной поверхности, а часть ее направлялась в толщу нагреваемой воды, распространяясь по всему внутреннему объему теплообменника. Возбуждение УЗ колебаний, распространяющихся по теплообменной поверхности, требовалось не только для предотвращения оседания вновь образующейся накипи, но и для разрушения возможно сформировавшегося до установки противонакипных устройств слоя отложений. Результаты предыдущих работ с пластинчатыми теплообменниками показывают увеличение коэффициента теплопередачи теплообменника уже через несколько недель работы противонакипного устройства. Для проверки этого результата одно из установленных противонакипных устройств было отключено после месяца его непрерывной работы. Параметры работы теплообменного оборудования этого комплекса тепловых пунктов продолжались фиксироваться на протяжении всего времени наблюдения.

Все девять тепловых пунктов были оборудованы приборами учета количества тепла и автоматикой по поддержанию температуры нагреваемой воды на заданном уровне. Регистрировались данные по расходу количества тепла, расходу сетевой воды и разница температур сетевой воды на входе/выходе каждого ТП.

Во время отопительного сезона разделение данных по расходам сетевой воды и количества тепла в системах отопления и горячего водоснабжения представляется сложнореализуемым, поэтому проведение сравнительного анализа работы теплообменников ГВС основывалось на параметрах сетевой и нагреваемой воды, регистрируемых в летний период.

Одной из характеристик эффективности работы теплообменников является разница температур сетевой воды ΔT на входе/выходе ТП. На рисунке 53 приведены характерные графики изменения разницы температур сетевой воды ΔT в наблюдаемых тепловых пунктах. Во всех трех комплексах значение ΔT в ТП, оборудованных противонакипными устройствами, выше ее значений в контрольных ТП. Полученный результат свидетельствует о том, что эффективность работы теплообменников с противонакипными устройствами выше эффективности не оборудованных АПУ теплообменников, однако то, что данное отличие является следствием работы АПУ, неочевидно. Для получения однозначного результата были запрошены данные по работе тепловых пунктов за

аналогичный период прошлого года, которые были представлены по одному комплексу ТП. Обработка полученных данных показала, что в апреле-августе 2000 г. колебания разницы температур сетевой воды во всех ТП происходит около единого среднего значения, отклонение от которого может быть объяснено отличиями в ежедневных расходах нагреваемой воды. Изменение ΔT на тех же ТП в апреле-августе текущего года имеет иной характер - значения ΔT в ТП, оборудованным противонакипным устройством, значительно выше разницы температур сетевой воды на не оснащенных АПУ тепловых пунктах. Причем данное различие достигнуто в основном за счет снижения ΔT в ТП без противонакипных устройств и небольшого увеличения ΔT относительно прошлогодних значений в тепловом пункте после установки АПУ. Среднее превышение разницы температур сетевой воды ΔT в оборудованном АПУ тепловом пункте над ее значением в контрольных ТП в летний период 2001 г. составляет 5 °С.

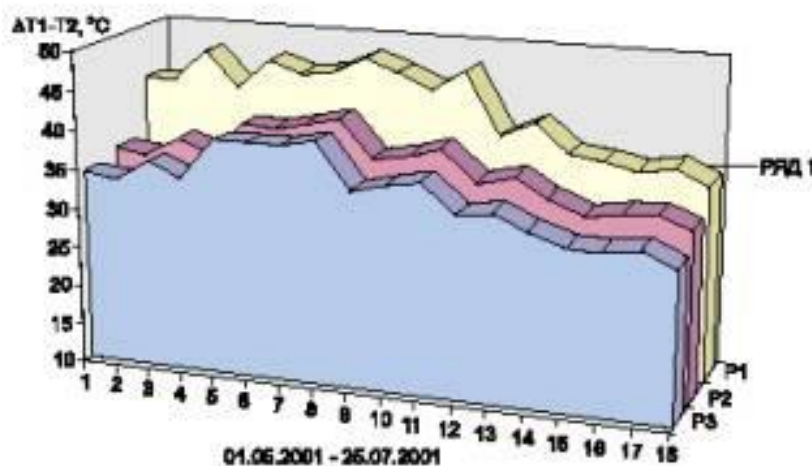


Рисунок 53 - Характерные графики изменения разницы температур сетевой воды ΔT в наблюдаемых тепловых пунктах

Сопоставление полученных данных позволяет утверждать, что увеличение разницы температур сетевой воды ΔT является следствием работы противонакипных устройств. Значения температуры сетевой воды на входе тепловых пунктов, расположенных на одной «ветви» теплосети, близки. Относительный рост ΔT в ТП, оборудованных противонакипными устройствами, свидетельствует об увеличении эффективности использования теплоносителя в пластинчатых теплообменниках, оснащенных акустическими противонакипными устройствами.

Другим параметром, характеризующим эффективность работы теплообменников, служит удельный расход сетевой воды. Для оценки работы системы ГВС наблюдения за удельным расходом сетевой воды проводились так же в летний период. На рисунке 54

приведены графики изменения расхода сетевой воды в одном комплексе ТП.

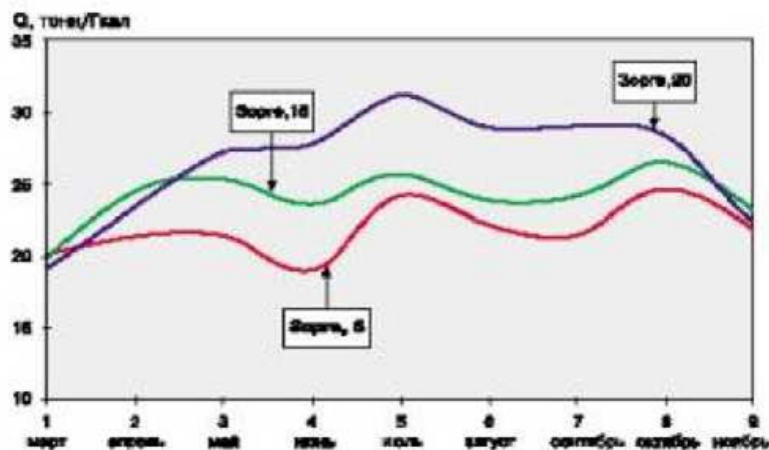


Рисунок 54 - Графики изменения расхода сетевой воды в одном комплексе ТП

Во всех тепловых пунктах, оборудованных акустическими противонакипными устройствами, удельный расход сетевой воды в летний период меньше, чем в контрольных. Напомним, что в двух ТП противонакипные устройства работали в течение всего летнего периода, в одном ТП противонакипное устройство было отключено в мае 2001 г., после одного месяца его непрерывной работы. В первых двух ТП среднемесячный удельный расход теплоносителя ниже расхода в контрольных тепловых пунктах на 2-6 тонн/Гкал вплоть до ноября 2001 г. (включение ЦО было проведено в конце сентября), характеристики работы теплообменников в третьем ТП нужно рассмотреть отдельно. На рисунке 55 представлены графики изменения среднемесячного удельного расхода теплоносителя в этом комплексе тепловых пунктов.

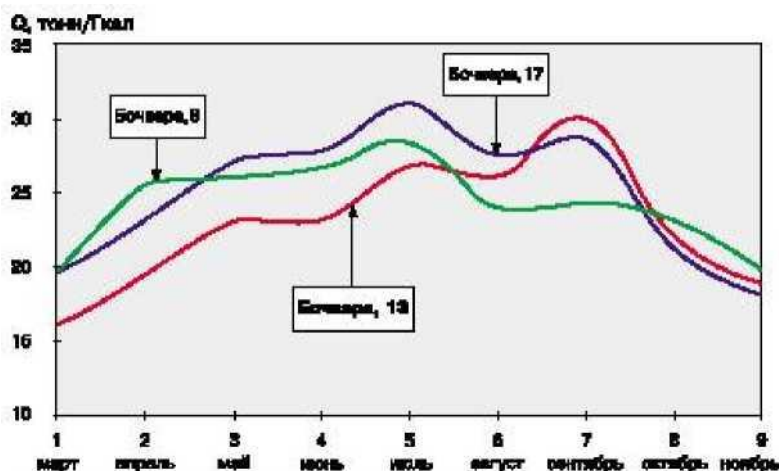


Рисунок 55 - Графики изменения расхода сетевой воды в одном комплексе ТП

Приведенный график наглядно показывает, что удельный расход теплоносителя в ТП, оснащенном АПУ, ниже расхода в контрольных ТП на 3-5 тонн/Гкал до августа 2001 г. Другими словами, снижение эффективности работы пластинчатого теплообменника

произошло только через два, два с половиной месяца после отключения противонакипного устройства. Рассмотрение среднемесячных значений разницы температур сетевой воды ΔT подтверждает данный результат - превышение ΔT в тепловом пункте, оснащенном АПУ, над соответствующими значениями ΔT в контрольных ТП сохраняется до августа 2001 г.

Полученные данные по уменьшению расхода сетевой воды, при одновременном увеличении разницы температур сетевой воды в тепловых пунктах, оборудованных противонакипными устройствами, относительно расходов и ΔT в контрольных ТП, свидетельствуют об эффективности работы АПУ. Согласованность полученных результатов подтверждает данный вывод.

Перепад давлений нагреваемой воды на входе/выходе теплообменного оборудования так же является характеристикой эффективности его работы. Обработка зарегистрированных значений перепадов давлений была проведена, однако класс точности применяемых средств измерения давления воды не позволил выявить изменения в перепадах давления нагреваемой воды до и после установки АПУ, не обнаружены изменения в перепадах давления нагреваемой воды и в контрольных ТП.

Выводы

Обработка зарегистрированных данных выявила следующие изменения параметров работы оснащенных противонакипными устройствами и контрольных теплообменников:

- в летний период разница температур сетевой воды ΔT на входе/выходе каждого теплового пункта, оборудованного АПУ, выше ΔT в контрольных ТП, расположенных на той же ветке теплосети;
- темпы снижения удельного расхода сетевой воды, после отключения ЦО, в тепловых пунктах, оборудованных АПУ, выше, чем в контрольных;
- относительно аналогичного периода прошлого года произошло уменьшение удельного расхода сетевой воды в оснащенных АПУ ТП и увеличение расхода сетевой воды в контрольных ТП;
- класс точности средств измерения давления воды не позволил обнаружить отличия в перепадах давления нагреваемой воды до и после установки противонакипных устройств;
- теплообменники, установленные в оборудованных АПУ тепловых пунктах, воспринимают большую часть тепла, содержащуюся в каждой тонне теплоносителя, чем контрольные.

Полученные результаты позволяют сформулировать следующие выводы: установка акустических противонакипных устройств (в данном случае серии «Акустик-Т2» производства ООО «Кольцо») и даже непродолжительная, в течение 1-3 месяцев, их непрерывная работа приводит к:

- уменьшению удельного расхода теплоносителя;
- увеличению разницы температур сетевой воды на входе/выходе теплообменника;
- повышению эффективности использования теплоносителя.

Основным критерием эффективности АПУ служит длительность работы теплообменного оборудования между его вынужденными остановками для проведения очистки. Увеличение срока безостановочной работы теплообменного оборудования безусловно облегчает его эксплуатацию, однако экономическая эффективность применения акустических противонакипных устройств в этих случаях не может быть выражена количественно и будет зависеть в каждом конкретном случае от качества (и химсостава) теплоносителя и подогреваемой воды.

Есть опыт, когда АПУ из-за состава отложений оказались неэффективны для защиты теплообменника, в частности такой опыт изложен в разделе 1.2.2.

5.1.2.2.О влиянии загрязнений и конструктивных особенностей пластинчатых теплообменников на коэффициент теплопередачи. Опыт эксплуатации и борьбы с загрязнениями теплообменников в ООО «Нижегородтеплогаз»

Влияние загрязнения. Известно, что накипь на поверхности нагрева теплообменника увеличивает термическое сопротивление теплопередающей стенки и, следовательно, снижает коэффициент теплопередачи аппарата. Так как коэффициент теплопроводности накипи имеет весьма низкое значение, то даже незначительный слой отложений создает большое термическое сопротивление (слой котельной накипи толщиной 1 мм по термическому сопротивлению примерно эквивалентен 40 мм стальной стенки).

Однако один и тот же по толщине и химическому составу слой накипи оказывает существенно разное влияние на тепловую эффективность теплообменных аппаратов, различных по конструкции и режимам работы.

Тепловая эффективность загрязненного теплообменника по отношению к такому же теплообменнику с чистой поверхностью характеризуется отношением коэффициентов теплопередачи (K/K_0)

На рисунке 56 представлены графики зависимости относительной тепловой

эффективности загрязненного теплообменного аппарата от толщины слоя накипи при различных значениях коэффициента теплопередачи чистого теплообменника (коэффициент теплопроводности накипи принят $1,2 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$).

Необходимо заметить, что реальная картина загрязнения для пластинчатого теплообменника (ПТО) существенно отличается от теоретической. На практике обнаруживается неравномерное загрязнение пластин и отдельных каналов по ширине, длине и высоте подогревателя, что связано, очевидно, с неравномерностью полей температур и скоростей теплоносителя. Значительную сложность представляет также корректное определение коэффициента теплопроводности накипи, который в зависимости плотности и химического состава отложений изменяется в широких пределах $0,13\text{-}3,14 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$.

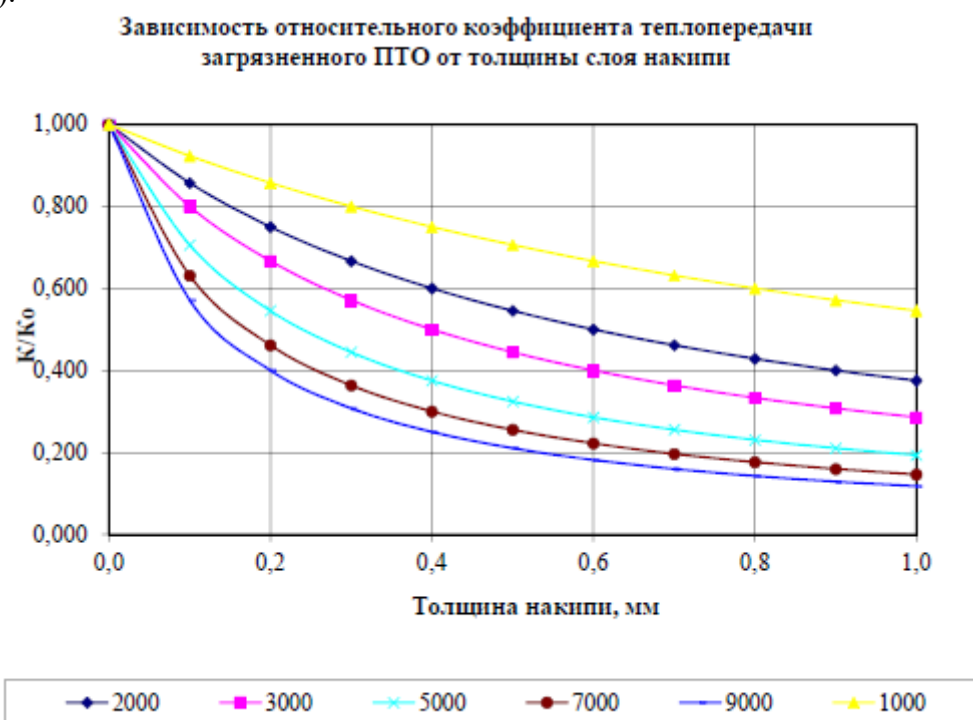


Рисунок 56 - Зависимость относительного коэффициента теплопередачи загрязненного ПТО от толщины слоя накипи

Тем не менее, из показанных на рисунке 56 зависимостей можно извлечь важное следствие, а именно: теплообменник с высоким расчетным (конструктивным) значением коэффициента теплопередачи (k) значительно более чувствителен к загрязнению, чем теплообменник с низким расчетным коэффициентом теплопередачи (т.е. его коэффициент теплопередачи при одном и том же загрязнении уменьшается на большую долю).

Действительно, традиционно применявшиеся в отечественной теплоэнергетике кожухотрубные водоподогреватели (с гладкими трубками), как известно, выбирались с

невысоким коэффициентом теплопередачи в расчетном режиме - на уровне 800-1200 Вт/(м²*°С). При толщине слоя накипи 0,3 мм такой теплообменник имеет относительную тепловую эффективность $(k/k_0) = 0,8$, что вполне приемлемо.

Иначе обстоит дело с пластинчатыми аппаратами, которые, как правило, из соображений экономии выбираются с высоким расчетным коэффициентом теплопередачи - 5000-7000 Вт/(м²*°С). При той же толщине слоя накипи 0,3 мм этот теплообменник уже будет иметь отношение $(k/k_0)=0,4$, т.е. коэффициент теплопередачи, заявленный изготовителем, снизится в 2,5 раза.

Влияние конструкции. Даже для новых ПТО, работающих на достаточно мягкой и чистой воде, относительный коэффициент теплопередачи (k/k_0) обычно не превышает 0,9. При этом была отмечена интересная особенность ПТО - при значительной разнице давлений между полостями греющего и нагреваемого теплоносителей (2-3 кгс/см²) относительный коэффициент теплопередачи существенно ухудшался и составлял всего лишь 0,7-0,8. Как оказалось, данный эффект объясняется «распуханием» полости с большим давлением, и, соответственно, сжатием полости с меньшим давлением вследствие прогиба пластин. В «распухшей» полости, по-видимому, возникает зазор между ребрами рифления соседних пластин, который приводит к нарушению равномерности распределения теплоносителя по ширине пластин. На одном теплообменнике марки «APV» даже проводился опыт по определению относительного изменения внутреннего объема сжатой полости - оно составило около 10%.

Возможность некоторого прогиба пластин с образованием зазора следует также из того общеизвестного факта, что производители ПТО в технической документации всегда указывают некоторый диапазон размера затяжки пакета пластин, например, 345-350 мм, т.е. новый ПТО обтягивается до 350 мм, с течением времени (из-за старения прокладок) требуемый размер затяжки уменьшается до минимума - 345 мм.

Актуальность проблемы борьбы с загрязнениями. Многие специалисты отмечают потерю тепловой эффективности ПТО в процессе эксплуатации вследствие загрязнения поверхности нагрева. Например, по данным коллег из г. Санкт-Петербурга⁹ приводят следующую статистику потери тепловой эффективности теплообменника Альфа-Лаваль, установленного на ЦТП:

⁹ Слепченко В.С., Быстров В.Д., Зак М.Л., Палей Е.Л. «Отопительные котельные малой мощности» // «Новости теплоснабжения», 2004 г., № 9, с. 24-3

- после 1 -ого года эксплуатации - 5%;
- после 2-ого -15%;
- после 3-его - более 25%.

В ООО «Нижегородтеплогаз» в своей деятельности пришлось многократно сталкиваться с сильнейшим загрязнением ПТО, при котором теплообменник терял до 50-70% тепловой эффективности за 3-6 недель.

В организации эксплуатируется достаточно большой парк - более 50 единиц - водяных ПТО различных фирм производителей («Альфа-Лаваль Поток», «РИДАН», «Машимпекс», «Funke») единичной тепловой мощностью 0,3-8,0 МВт. Водоподогреватели установлены в отопительных котельных, расположенных в двух городах Нижегородской области: г. Дзержинск и г. Сергач.

В 2001-2002 гг. в указанных городах с привлечением инвестиций ОАО «Газпром» была проведена масштабная реконструкция систем теплоснабжения, в результате которой взамен старых отопительных котельных с чугунно-секционными котлами («Энергия, «Тула» и др.) были построены и реконструированы: в г. Дзержинск - 18 котельных общей установленной мощностью 158,5 МВт, в г. Сергач - 8 котельных общей установленной мощностью 32,5 МВт. В г. Дзержинске, кроме того, произведена замена 100% тепловых сетей от реконструированных котельных суммарной протяженностью 36 км. Все котельные в настоящее время работают в автоматическом режиме (без постоянного присутствия обслуживающего персонала). Котельные выполнены по единой двухконтурной технологической схеме. Пластинчатые теплообменники отопления (2 шт. по 50% производительности каждый) выполняют функцию разделения контуров. Расчетный температурный график: 95/70 °С - по сетевому контуру, 110/80 °С - по котловому контуру.



Рисунок 57 - Образец отложений, извлеченный из пластинчатого теплообменника (г. Сергач)

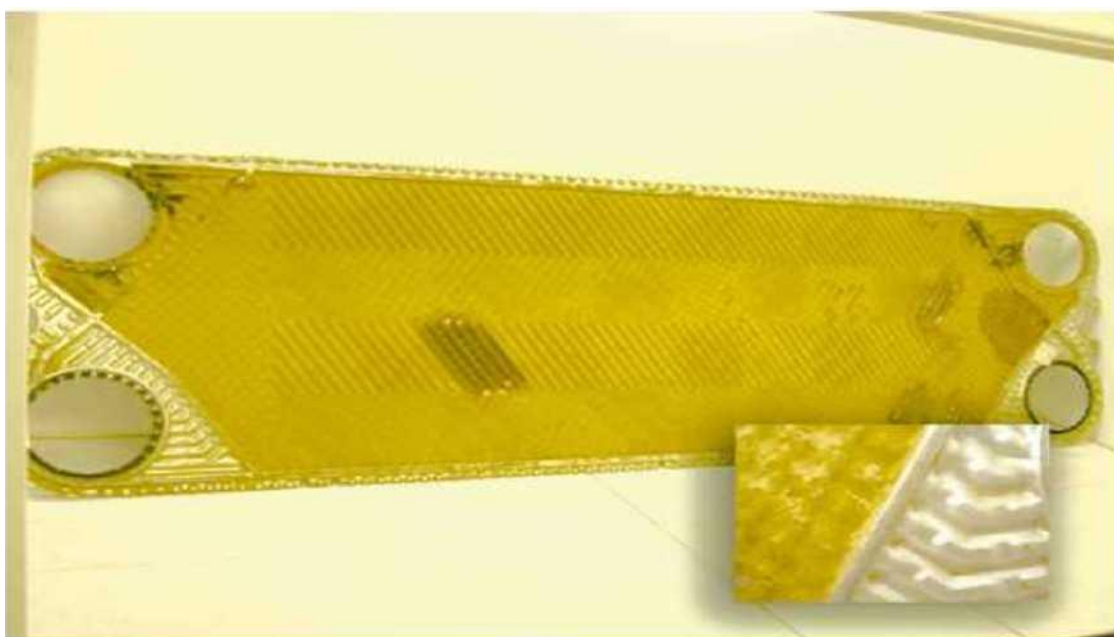


Рисунок 58 - Образец слоя железноокисных отложений на пластине (г. Дзержинск)

Внутренний (котловой) контур заполнен химически очищенной водой с жесткостью не более 200 мкг-экв/кг. При отсутствии утечек во внутреннем контуре и исправной работе системы компенсации температурных расширений, выполненной на базе мембранных расширительных баков (МРБ), подпитка контура практически не требуется, что обеспечивает отсутствие накипеобразования и коррозии на поверхностях нагрева котлов и теплообменников (со стороны котлового контура).

Внешний (сетевой) контур подпитывается водой, в которую непрерывно дозируется

реагент-ингибитор накипиобразования и коррозии (марки «Аква-М» или ОЭДФ-Zn). Дозирование осуществляется установкой СДР-5 (изготовитель - ОАО «Аква-Хим», г. Тверь).

Непосредственно в процессе пуска в эксплуатацию и в последующих отопительных сезонах 2001-2003 гг. ООО «Нижегородтеплогаз» столкнулось с серьезными трудностями, выразившимися в невозможности передачи требуемого количества тепла через ПТО и, следовательно, в невозможности поддержания проектного температурного графика в тепловых сетях ряда котельных при низких температурах наружного воздуха - приблизительно при -15°C и ниже. Как показало проведенное обследование, причина заключалась в интенсивном загрязнении поверхности нагрева теплообменников по сетевой стороне продуктами коррозии железа (г. Дзержинск) и накипью (г. Сергач). В качестве иллюстрации на рисунке 57 представлена фотография образца отложений, извлеченного из теплообменника в г. Сергач, на рисунке 57 - фотография пластины, извлеченной из теплообменника в г. Дзержинске.

Загрязнение теплообменников также оказывало негативное влияние на гидравлический режим тепловых сетей. При расчетном гидравлическом сопротивлении теплообменников $0,4 \text{ кгс/см}^2$, фактическое его значение достигало $2,0-2,5 \text{ кгс/см}^2$, после чего теплообменники поочередно подвергались разборке и механической чистке. Механическая очистка пластинчатого теплообменника оказалась сложной и длительной по времени операцией (очистка 1 теплообменника бригадой из 3-х человек занимала 6-8 ч), что в условиях отопительного сезона приводило к ограничению подачи тепла потребителям.

Ситуация усугублялась также тем обстоятельством, что из-за большого расхода подпитки (до 10 раз больше норматива) длительное время не удавалось наладить надежное функционирование систем реагентной водоподготовки. Качество сетевой воды в первый год эксплуатации не отвечало никаким нормам и на ряде котельных было таким, что теплообменники загрязнялись в течение 2-3 недель.

Нескончаемый поток жалоб от потребителей поставил под сомнение саму идею реконструкции котельных, в ходе которой производилась замена устаревшего оборудования - чугунно-секционных котлов на современные автоматизированные жаротрубные котлоагрегаты, пластинчатые теплообменники и пр.

Опыт борьбы с загрязнениями пластинчатых теплообменников. В сложившихся

условиях с февраля 2002 г. в ООО «Нижегородтеплогаз» была развернута планомерная работа по анализу причин нарушений в работе теплообменников и разработке мероприятий по стабилизации теплового и гидравлического режимов отпуска тепловой энергии.

На первом этапе был организован непрерывный мониторинг химического состава исходной и сетевой воды по основным показателям (прозрачность по шрифту, содержание железа, pH, жесткость, концентрация реагента и др.), налажен контроль состояния загрязненности теплообменников по простейшему показателю - перепаду давления.

Анализ полученной информации по результатам работы в отопительных сезонах 2001-02 гг. и 2002-03 гг. позволил сделать выводы об истинных причинах, приводящих к быстрому загрязнению пластинчатых теплообменников.

В г. Сергач исходная, а, следовательно, и сетевая вода, имеет высокую жесткость (15-20 мг-экв/кг). Этим определяется ее высокая склонность к накипеобразованию и сравнительно низкая коррозионная агрессивность (индекс стабильности положительный). При этом исходная вода прозрачна, не содержит большого количества механических примесей и железа. Вследствие низкой интенсивности процессов коррозии трубопроводы теплосетей и внутренних систем отопления не загрязнены большим количеством железисто-окисных отложений, скопившихся за предыдущий период эксплуатации.

Поэтому, отложения на поверхностях нагрева твердые, от светло-серого до коричневого цвета, состоят на 80% из карбоната кальция с вкраплениями твердых частиц продуктов коррозии железа. Толщина слоя отложений достигала 0,6-0,8 мм. Скорость образования отложений достаточно высока - за 1,5-2 месяца достигался критический перепад давления по сетевой стороне - 2,5 кгс/см².

Ситуация в г. Дзержинске кардинальным образом отличалась. Исходная водопроводная вода в г. Дзержинске - относительно мягкая (общая жесткость 4,0-5,0 мг-экв/кг), периодически наблюдается значительное превышение санитарных норм по содержанию железа (до 2-3 мг/кг). При pH = 6,5-7,5 и нагревании до рабочей температуры в теплосети такая вода сохраняет отрицательный индекс стабильности, т.е. является коррозионно-агрессивной (при невысокой склонности к накипеобразованию).

За предшествующий период эксплуатации (более 30 лет) в системах теплоснабжения абонентов и теплосетях скопилось огромное количество продуктов коррозии железа и других механических примесей. К этому необходимо добавить то обстоятельство, что жилищно-эксплуатационные организации традиционно (по крайней мере,

предшествующие 5-10 лет) практически не готовили жилой фонд к зиме, т.е. такие важные операции, как опрессовка и промывка внутренних систем отопления (ВСО) практически не проводились.

После ввода в эксплуатацию реконструированных котельных, наладки гидравлического режима теплосетей, поток загрязнений из ВСО хлынул в сеть, что привело к быстрому загрязнению пластинчатых теплообменников.

Типичная динамика изменения прозрачности сетевой воды в системах теплоснабжения г. Дзержинска представлена на рисунке 59.

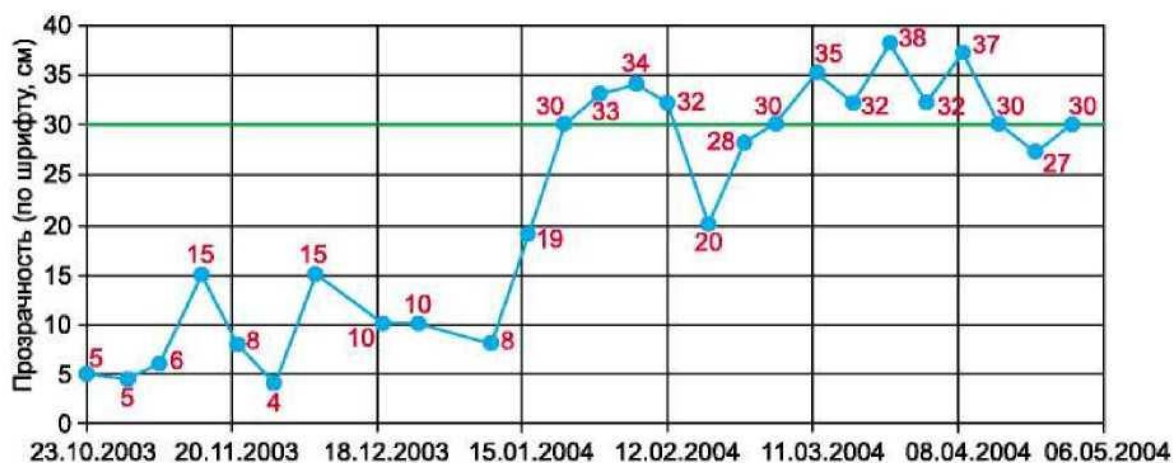


Рисунок 59 - Динамика изменения прозрачности (по шрифту, см) сетевой воды в котельной № 23 г. Дзержинска в отопительном сезоне 2003-2004 гг.

Отложения на поверхностях нагрева ПТО в г. Дзержинске имеют ярко выраженный железо-окисный характер: рыжего цвета; слой, прилегающий к поверхности пластин - твердый, прочно сцеплен с металлом пластины; наружный слой - рыхлый, при высыхании образует тонкодисперсную пыль. Средний состав отложений: оксиды железа - 80-90%; карбонат кальция - 5-10%; оксид кремния и др. - 5-10%. Эквивалентная толщина слоя отложений - 0,3-0,7 мм.

На основании анализа всей имеющейся информации были разработаны мероприятия по стабилизации работы систем теплоснабжения и теплообменного оборудования котельных г. Дзержинска и г. Сергач с учетом местной специфики. Мероприятия сведены в таблице 32.

Таблица 32 - Комплекс мероприятий по повышению общей надежности и качества теплоснабжения и снижению загрязнения поверхностей нагрева ПТО отопления

№ п/п	Задачи	Мероприятия	Внедрение	
			Дзержинск	Сергач
1	Повышение оперативности и качества очистки ПТО от отложений. Продление ресурса эксплуатации ПТО (пластин и прокладок)	а) Внедрение методов безразборной химической промывки, обработка технологии промывки.	+	+
		б) Приобретение (изготовление) промывочных установок.	+	+
2	Стабилизация гидравлического режима, снижение расхода подпиточной воды теплосети	а) Гидравлический расчет и наладочные работы на теплосетях.	+	-
		б) Ремонт сетей, ежегодные гидравлические испытания, поиск и устранение утечек.	+	+
		в) Штрафные санкции, отключение потребителей, допустивших утечки на теплосетях и ВСО	+	+
3	Снижение коррозии теплосетей и ВСО, накипеобразования на поверхностях нагрева теплообменников	а) Обеспечение бесперебойной работы установок реагентной водопад подготовки СДР-5.	+	+
		б) Исключение случаев подпитки сетей сырой водой.	+	+
		в) Коррозионные испытания, корректировка состава и концентрации реагентов в зависимости от полученных результатов.	+	+
		г) Применение акустических противонакипных устройств (АПУ)	-	+
4	Снижение выноса продуктов коррозии и других механических примесей из внутренних систем теплоснабжения	а) Обеспечение выполнения потребителями предписаний по подготовке их сетей и ВСО к отопительному сезону (промывка, опрессовка).	+	+
		б) Налаживание оперативного взаимодействия с ЖЭУ по проведению переключений в сетях (исключение гидравлических ударов)	+	+
5	Очистка сетевой воды от тонкодисперсных механических примесей (продукты коррозии железа, глина и пр.)	а) Монтаж осветлительных фильтров марки ФОБ с засыпкой кварцевым песком.	+	+

№ п/п	Задачи	Мероприятия	Внедрение	
			Дзержинск	Сергач
		б) Монтаж инерционно-гравитационных фязевиков типа ГИГ	+	+
6	Мониторинг состояния загрязненности ПТО с целью прогнозирования ресурса работы до очередной очистки (хим. промывки)	Разработка и внедрение методов компьютерной диагностики состояния загрязненности поверхности пластинчатых теплообменников	+	+

Реализация мероприятий, перечисленных в таблице 32, планомерно проводилась в период с 2002 по 2004 гг. и в настоящее время в основном закончена. Так, в отопительном сезоне 2002-2003 гг. были полностью завершены наладочные работы на тепловых сетях всех 18 котельных г. Дзержинска. Начиная с 2002 г. в летний период стали проводиться гидравлические испытания теплотрасс на прочность и плотность, что позволило существенно сократить объем подпиточной воды. К окончанию отопительного сезона 2003-2004 гг. удалось снизить расход подпиточной воды по котельным г. Дзержинска в 2,5 раза, по котельным г. Сергач в 3 раза.

Опыт проведения химических промывок ПТО. В 2002-2003 гг. на предприятии ООО «Нижегородтеплогаз» отлаживались процедуры проведения химических промывок ПТО. Были сконструированы и изготовлены 2 установки для химической промывки оборудования (рисунок 60). Весь парк теплообменников оснащен патрубками Ду 40 с запорной арматурой для присоединения промывочной установки. Разработаны и внедрены технологии промывки с использованием различных моющих составов.



Рисунок 60 - Установка для химической промывки теплообменников

Сложность подбора реагентов заключалась в том, что необходимо было подобрать реагент комбинированного действия, одинаково эффективно отмывающий карбонатную

накипь и оксиды железа. Промывочный раствор также должен содержать ингибиторы, предохраняющие металлические поверхности нагрева теплообменников (нержавеющая сталь AISI 316) и подводящие патрубки от коррозионного износа при промывках. На основании полученного опыта рекомендуется к применению следующие химреагенты комбинированного действия.

Таблица 33 - Химреагенты комбинированного действия

Наименование реагента	Параметры моющего раствора	
	Концентрация реагента, %	Температура, °С
Кислотный реагент ВП-1с с ингибитором коррозии нержавеющей стали И-55 (ООО «Аква-Хим», г. Тверь)	10	50-55
Трилон-Б с подкислителем ВП-1С	10	50-60
Сульфаминовая кислота	5	85-95
Азотная кислота	4	50-55

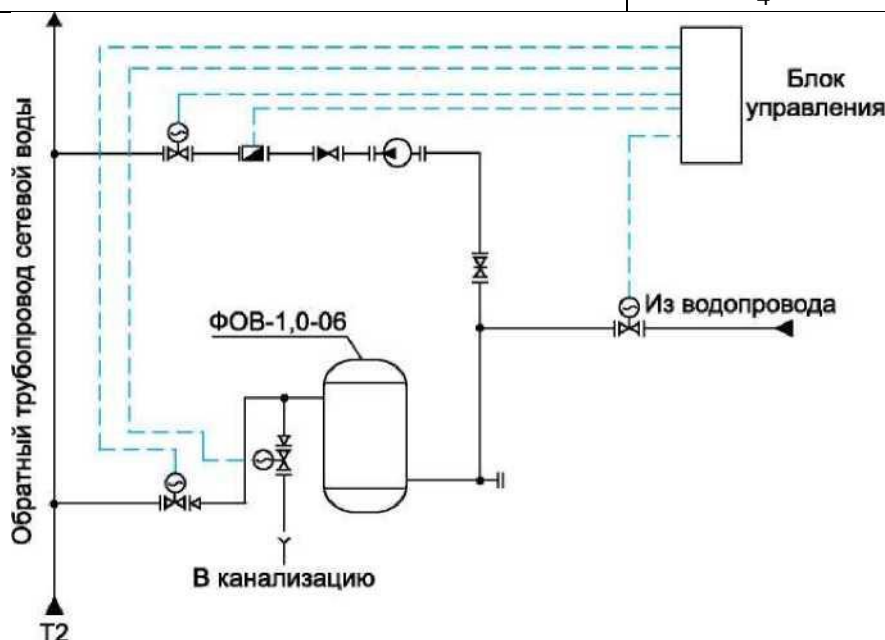


Рисунок 61 - Схема установки фильтра

К недостаткам метода безразборной химической промывки ПТО следует отнести:

1. Сравнительно высокую стоимость, выражающуюся в затратах на реагенты и оплату труда квалифицированного персонала.
2. Большие затраты времени и трудозатраты. Химическая промывка одного ПТО со всеми сопутствующими процедурами (транспортировка установки, подключение/отключение, нейтрализация отработанного раствора, отмывка и т.д.) занимает по времени 1 рабочую смену (8 часов) при численности бригады 2-3 человека, т.е. $3 \times 8 = 24$ чел./ч.
3. Сложности, возникающие при утилизации отработанного промывочного раствора.

4. Имеется вероятность повреждения пластин, патрубков теплообменников при нарушении технологии промывки.

К безусловным достоинствам метода следует отнести:

1. Высокое качество отмывки (при плотных отложениях механическая очистка эффекта не дает!).
2. Продление ресурса эксплуатации уплотнительных прокладок, которые составляют до 50% от стоимости ПТО в сборе. (По опыту известно, что ресурс прокладок зависит от рабочей температуры и составляет 6-8 разборок при сроке эксплуатации около 5 лет).
3. Возможность проведения работ в стесненных условиях (например, в котельных блочно-модульной конструкции механическая очистка ПТО практически невозможна, требуется демонтаж и вывоз пластин в приспособленное помещение).

Обобщая накопленный опыт химических промывок ПТО можно также дать следующие рекомендации по их проведению:

1. ПТО должны иметь исправную запорную арматуру по всем потокам, максимально приближенную к портам теплообменника. По сетевой стороне между ПТО и запорной арматурой целесообразно иметь фланцевое соединение под установку заглушки на период промывки.

2. ПТО должны быть оснащены дренажами, воздушниками и КИП (манометры, термометры) на всех патрубках.

3. Вварные штуцера теплообменников, предназначенные для подключения промывочной установки, должны иметь толщину стенки не менее 6 мм, т.к. они подвергаются наибольшему износу в процессе химических промывок (были случаи отрыва штуцеров).

4. Вся арматура, трубопроводы, шланги, бак, насос и другие изделия, входящие в состав промывочной установки, должны изготавливаться из химически стойких материалов (нержавеющая сталь, пластмасса и др.).

5. Промывочный раствор не должен содержать хлор и сульфатсодержащие компоненты и иметь в своем составе ингибитор коррозии нержавеющей стали.

6. При проведении химпромывок ПТО не допускать превышения указанной в инструкции (технологической карте) температуры и концентрации промывочного раствора. После завершения химпромывки немедленно производить нейтрализацию (пассивацию) и отмывку теплообменника.

7. Работы по химической промывке ПТО должны выполняться только подготовленным

персоналом по наряду-допуску.

5.2. Целесообразность комплексной реконструкции ИТП с переводом потребителей на независимую схему

Как показал опыт эксплуатации, закрытая независимая схема теплоснабжения как по отоплению, так и по ГВС имеет ряд неоспоримых преимуществ с традиционными зависимыми элеваторными схемами:

- 1) Возможность автоматического регулирования подачи тепловой энергии у потребителя. В результате повышение качества теплоснабжения, снижение потребления тепловой энергии вследствие исключения «перетоков» и эффективного распределения тепловой энергии;
- 2) Возможность перехода на количественно-качественное регулирование.
- 3) Возможность подключения новых потребителей без переделки сетей с увеличением диаметра, без строительства насосных станций.
- 4) Уменьшение величины подпиточной воды и расходов на ее приготовление.
- 5) Снижение эксплуатационных расходов.

Гидравлическая взаимосвязь отдельных элементов системы при зависимом подключении отопительных систем и открытого водоразбора с течением времени неизбежно приводит к разрегулировке гидравлического режима работы системы. В большой степени этому способствуют нарушения (в т.ч. сливы теплоносителя со стороны потребителей тепла). В конечном итоге это оказывает отрицательное влияние на качество и стабильность теплоснабжения и снижает эффективность работы теплоисточников, а для потребителей тепла снижается комфортность жилья при одновременном повышении затрат.

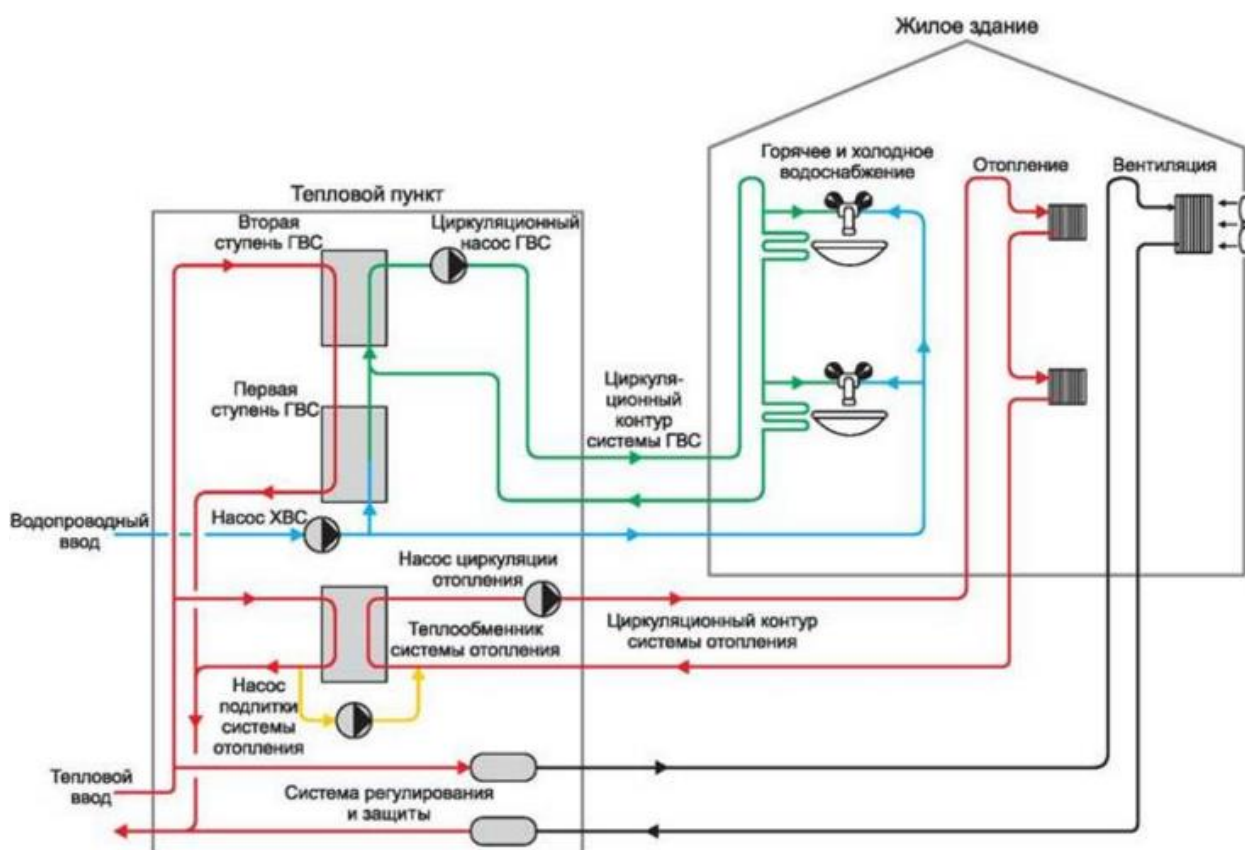


Рисунок 62 - Принципиальная схема ТП с закрытой системой горячего водоснабжения и независимой схемой присоединения системы отопления

Экономически оправданным является комплексное решение, включающее одновременный переход на независимую схему присоединения системы отопления с установкой авторегуляторов и на повышенный скорректированный график отпуска тепловой энергии с «точкой излома» $T_1=70-75\text{ }^{\circ}\text{C}$, т.е. реконструкция аналогичная реконструкции закрытой системы теплоснабжения, сопровождаемая увеличением расхода сетевой воды на отопление и снижением расхода сетевой воды на ГВС. По разным оценкам, такая реконструкция позволит снизить затраты на теплоснабжение на 20-25%. Переход на независимое присоединение системы отопления приведет к улучшению качества горячей воды, поскольку от системы теплоснабжения будут отключаться системы отопления зданий, которые являются наиболее загрязненными контурами.

Чтобы достичь максимальной энергоэффективности здания, необходима установка приборов учета входящих энергоресурсов, автоматического ИТП с погодозависимым управлением, балансировочных клапанов на стояки систем отопления, автоматических термостатов на приборы отопления в здании. Комплекс оборудования обеспечит диспетчеризацию в режиме онлайн и индивидуальный учет в каждой квартире, как на

горизонтальных системах отопления, так и на вертикальных. Диспетчер должен контролировать, а при необходимости управлять ТП любого здания, которое подключено к системе. Система позволяет делать расчет потребления тепла в реальном режиме за день или месяц - она сразу формирует документы для УК, позволяет моментально реагировать, высылать ремонтную бригаду в случае необходимости.

5.3. Рекомендации по выбору теплообменных аппаратов

Сравнительная оценка технических решений представлена в разделе «Маркетинговое исследование рынка ИТП, комплектующих для ИТП», по результатам которого сформированы основные технические решения, учитываемые для оценки прочих аспектов перехода на закрытую схему ГВС.

На основании проведенного маркетингового исследования типов и состава оборудования ИТП сформированы основные требования к перспективному оборудованию:

- Теплообменники должны быть кожухотрубными разборными.
- Теплопередающие трубки и корпус должны быть из нержавеющей стали.
- Теплообменники должны обладать минимальной металлоемкостью (кг/кВт).
- Теплообменники должны иметь минимальную тепловую инерцию (сек/град).

Современный ИТП должен обеспечивать решение следующих задач:

- регулировать количество тепловой энергии, подаваемой на отопление, не по температуре в подающем трубопроводе, а по температуре в «обратке» с настройкой под конкретное здание (качество отопления);
- регулировать циркуляцию ГВС (снижение теплосодержания до уровня утверждённого норматива);
- минимизировать погрешность коммерческих приборов учёта;
- снять проблему появления накипи в теплообменниках.

При этом тепловой пункт должен быть по стоимости существенно ниже применяемых сегодня, не занимать полезную площадь на уровне пола и быть дешёвым в эксплуатации за счёт дистанционного контроля или даже управления работой.

Работа по созданию такого ИТП была организована НП «Энергоэффективный город» на основе объединения отечественных, массово апробированных технологий. В результате

разработаны под различные задачи проектные решения ИТП, обладающие существенно меньшими, по сравнению с аналогами, массогабаритными и стоимостными показателями.

В наибольшей степени указанным требованиям, с учетом возможности решения отмеченных задач, соответствуют теплообменные аппараты ТТАИ.

5.4. Краткая характеристика системы холодного водоснабжения г. Нефтеюганска

Источником хозяйственно-питьевого водоснабжения г. Нефтеюганска являются подземные воды, представленные Атлымским (подмерзлотным) водоносным горизонтом.

Площадка водопроводных сооружений подземного водозабора, расположена в центральной части г. Нефтеюганска, на пересечении ул. Молодежная и ул. Мамонтовская. На площадке расположены водозаборные скважины, водопроводные очистные сооружения, включающие в себя резервуары чистой воды, и насосная станция второго подъема. Количество скважин - 26 шт.

Вода из поверхностного источника (протока Юганская Обь) используется для нужд котельных и ГВС. Площадка водозаборных сооружений поверхностного водозабора расположена в 2,1 км в юго-восточном направлении от площадки водопроводных сооружений подземного водозабора. Водопроводные очистные сооружения поверхностного водозабора расположены на площадке водопроводных сооружений подземного водозабора.

Предлагается оценить дополнительный расход воды во втором контуре, после полной реконструкции системы ГВС. Расчетный расход воды на горячее водоснабжение, м³/ч, для отопительного периода определен по формуле:

$$G_3^q = \frac{Q_{hm}^{max} 10^3}{t_h - t_c} = \frac{2,4 \times Q_{hm}^{cp} 10^3}{t_h - t_c}$$

где Q_{hm}^{cp} – присоединенная договорная нагрузка ГВС теплоснабжающей организации, Гкал/ч; t_h и t_c - температура горячей воды, поступающей на горячее водоснабжение, и холодной, °С; значение t_h - принимается равным 55 °С, значение t_c принимается для отопительного периода 5 °С; 2,4 – принятый коэффициент неравномерности потребления горячей воды.

Расчетный суточный расход воды определен по формуле:

$$G_3^{сут} = \frac{G_3^q}{2,4} \cdot 24$$

Необходимый объем холодной воды для обеспечения потребителей горячим водоснабжением по закрытой схеме ГВС в результате мероприятий по установке ИТП представлены ниже в таблице 34.

Таблица 34 - Необходимый объем холодной воды для обеспечения потребителей горячим водоснабжением по закрытой схеме ГВС

Показатель	Расход холодной воды на нужды ГВС, м3/ч	В час максимального водопотребления, м3/ч	Расход холодной воды на нужды ГВС, м3/сут	Годовой расход холодной воды на нужды ГВС, м3/год
Количество холодной воды, необходимой для закрытия ГВС	471,9	1132,6	11326,0	4133990,0

Согласно Схеме водоснабжения и водоотведения города Нефтеюганска (Постановление от 22.12.2014 №1472-п «Об утверждении схем водоснабжения, водоотведения муниципального образования город Нефтеюганск на период с 2014 до 2028 года») при переходе всех потребителей города к закрытой системе теплоснабжения и использовании только подземного водозабора, его мощности будет недостаточно. В связи с вышеизложенным следует предусмотреть увеличение мощности существующих водозаборных устройств либо строительство новых источников водоснабжения.

Качество холодной воды для приготовления ГВС

При закрытии системы ГВС для приготовления горячей воды в ИТП потребителей будет подаваться холодная вода из подземного источника водоснабжения. Качество воды, подаваемой потребителю, от подземного водозабора не соответствует требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества». Питьевая вода, имеет повышенные показатели цветности, мутности и железа (таблица 35). Необходимый комплекс водопроводных очистных сооружений на городском подземном водозаборе фактически отсутствует. Используемая вода только обеззараживается хлором. Это приводит к ряду проблем:

- наличие коррозии в трубопроводах приводит к отклонению от норм и правил состава и ухудшению свойств воды (мутность, запах и т.д.). В соответствии с новыми Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов (утверждены постановлением Правительства РФ от 6 мая 2011 г. №354) отклонение состава и свойств горячей воды от требований законодательства Российской Федерации о техническом регулировании не допускается;

- наличие накипеобразования приводит к «зарастанию» теплообменников и трубопроводов, что приводит к снижению эффективности работы теплообменников (при

наличии отложений уменьшается съём тепла, т.е. для достижения необходимой температуры необходимо большее количество тепла) и снижению давления (пропускной способности трубопроводов), т.е. в многоквартирных домах верхние этажи не будут обеспечены необходимым давлением. В соответствии с новыми Правилами отклонение давления в системе горячего водоснабжения не допускается.

В связи с этим, при реализации программы по закрытию ГВС и установке индивидуальных тепловых пунктов у потребителей следует учесть данный факт низкого качества подаваемой холодной воды для приготовления горячей воды, а именно:

- провести реконструкцию очистных сооружений подземного водозаборного узла;
- использовать теплообменные аппараты с наиболее удобным механизмом очистки при наименьших затратах.

Таблица 35 - Результаты лабораторного исследования качества питьевой воды по органолептическим и химическим показателям систем централизованного питьевого водоснабжения

Место отбора пробы	Наименование пробы	Температура град. С	Запах, баллы		Жесткость общая, Ж	щелочность, мг-экв/дм3	цветность, град	мутность, мг/дм3	железо общее, мг/дм3	аллюминий остат., мг/дм3	окисляемость, мг/дм3	хлориды, мг/дм3	сухой остаток, мг/дм3	рН	кислород растворен., мг/дм3
			20 град. С	60 град С											
2015 год															
ЦК-1	техническая	2,00	0,00	1,00	1,62	1,10	8,00	0,18	0,16	0,08	1,92	6,14	135,20	6,54	-
	подпиточная	63,00	1,00	11,00	0,66	0,90	15,00	0,34	0,15	0,08	2,24	7,28	137,20	8,09	0,03
	сетевая	81,00	2,00	2,00	0,64	0,90	30,00	0,49	0,40	0,06	1,92	8,25	132,80	8,22	-
	обратка 1 магистраль	60,00	2,00	2,00	0,64	1,00	31,00	0,54	0,45	0,13	1,92	8,25	130,40	8,28	-
	обратка 2 магистраль	60,00	2,00	2,00	0,64	0,90	32,00	0,60	0,48	0,13	2,24	8,25	131,20	8,23	-
	обратка 3 магистраль	59,00	2,00	2,00	0,64	1,00	32,00	0,55	0,48	0,06	2,24	8,25	130,40	8,24	-
	деаэрированная	65,00	1,00	1,00	0,67	0,90	14,00	0,25	0,16	0,05	3,20	7,76	132,80	8,28	0,03
ЦК-1	техническая	1,00	0,00	1,00	1,63	1,10	9,00	0,30	0,19	0,08	3,20	6,27	136,00	6,61	-
	подпиточная	-	1,00	1,00	0,66	1,10	24,00	1,12	0,35	0,08	3,20	7,76	132,40	8,00	0,03
	сетевая	81,00	2,00	2,00	0,65	1,10	42,00	2,19	0,72	0,10	2,88	8,73	128,80	8,17	-
	обратка 1 магистраль	61,00	2,00	2,00	0,65	0,90	44,00	2,21	0,80	0,08	2,88	8,73	128,40	8,16	-
	обратка 2 магистраль	61,00	2,00	2,00	0,65	1,10	45,00	2,22	0,78	0,11	3,20	8,73	127,60	8,21	-
	деаэрированная	60,00	1,00	1,00	0,66	1,10	23,00	0,65	0,32	0,08	2,88	6,31	136,00	8,13	0,03
Водоканал	Речная 08.12.15	-	1,00	2,00	1,58	1,70	81,00	6,22	2,72	-	11,20	5,82	144,00	7,04	-
2016 год															
ЦК-1	техническая	2,00	0,00	1,00	2,32	1,90	7,00	0,46	0,13	0,13	2,56	10,59	185,60	6,87	-
	подпиточная	63,00	1,00	1,00	0,67	1,70	9,00	0,43	0,10	0,02	2,88	10,97	189,60	8,30	0,05
	сетевая	83,00	1,00	2,00	0,64	1,90	16,00	1,02	0,25	0,04	2,56	12,61	186,80	8,16	0,00
	обратка 1 магистраль	61,00	1,00	2,00	0,64	1,70	16,00	0,97	0,29	0,06	2,56	12,61	189,20	8,11	-
	обратка 2 магистраль	62,00	1,00	2,00	0,64	1,80	17,00	1,04	0,32	0,06	2,88	12,61	187,20	8,16	-
	обратка 3 магистраль	59,00	1,00	2,00	0,64	1,70	17,00	1,03	0,30	0,08	2,56	12,61	186,80	8,15	-
	деаэрированная	64,00	1,00	1,00	0,68	1,70	9,00	0,37	0,11	0,06	2,88	11,64	188,80	8,36	0,03
ЦК-1	техническая	2,00	0,00	1,00	2,32	1,90	6,00	0,48	0,17	0,12	3,20	10,63	193,60	6,92	-
	подпиточная	-	1,00	1,00	0,66	1,90	10,00	0,74	0,15	0,05	2,24	10,89	195,20	8,38	0,01
	сетевая	82,00	1,00	2,00	0,61	1,90	16,00	2,49	0,36	0,07	2,56	11,39	187,20	8,39	0,00
	обратка 1 магистраль	64,00	1,00	2,00	0,61	1,90	16,00	2,44	0,42	0,08	2,56	11,88	191,20	8,36	-
	обратка 2 магистраль	64,00	1,00	2,00	0,61	1,90	17,00	2,58	0,44	0,09	2,56	11,88	172,80	8,38	-
	деаэрированная	60,00	1,00	1,00	0,66	1,80	10,00	0,72	0,15	0,08	2,88	11,39	193,60	8,43	0,01
Водоканал	Речная 22.11.16	-	1,00	2,00	2,34	2,50	29,00	5,05	1,61	-	7,20	8,91	197,20	7,44	-
2017 год															
ЦК-1	техническая	1,50	0,00	1,00	2,88	2,50	5,00	0,31	0,12	0,05	2,56	10,00	220,80	6,89	-
	подпиточная	63,00	1,00	1,00	0,68	2,50	7,00	0,23	0,10	0,03	2,56	10,89	220,80	8,42	0,05
	сетевая	73,00	1,00	1,00	0,66	2,50	8,00	0,46	0,13	0,05	1,92	10,89	216,00	8,44	0,00
	обратка 1 магистраль	56,00	1,00	1,00	0,66	2,50	8,00	0,48	0,14	0,07	2,24	10,89	218,80	8,43	-
	обратка 2 магистраль	57,00	1,00	1,00	0,66	2,40	8,00	0,42	0,14	0,10	2,88	10,89	216,40	8,46	-
	обратка 3 магистраль	55,00	1,00	1,00	0,66	2,40	8,00	0,41	0,14	0,06	2,88	10,89	216,80	8,42	-
	деаэрированная	65,00	1,00	1,00	0,68	2,50	7,00	0,22	0,10	0,07	2,56	11,39	214,80	8,48	0,03
ЦК-1	техническая	1,00	0,00	1,00	2,89	2,50	5,00	0,37	0,13	0,06	2,56	10,95	222,80	6,89	-
	подпиточная	-	1,00	1,00	0,68	2,30	7,00	0,18	0,10	0,06	2,24	11,39	230,40	8,43	0,01
	сетевая	73,00	1,00	1,00	0,68	2,40	6,00	0,31	0,10	0,07	2,56	12,38	230,80	8,48	0,00

Место отбора пробы	Наименование пробы	Температура град. С	Запах, баллы		Жесткость общая, Ж	щелочность, мг- экв/дм3	цветность, град	мутность, мг/дм3	железо общее, мг/дм3	аллюминий остат., мг/дм3	окисляемость, мг/дм3	хлориды, мг/дм3	сухой остаток, мг/дм3	рН	кислород растворен., мг/дм3
			20 град. С	60 град С											
	обратка 1 магистраль	58,00	1,00	1,00	0,68	2,40	6,00	0,32	0,11	0,05	1,92	12,87	226,80	8,46	-
	обратка 2 магистраль	57,00	1,00	1,00	0,68	2,40	6,00	0,34	0,12	0,08	2,24	12,87	228,80	8,50	-
	деаэрированная	60,00	1,00	1,00	0,69	2,30	6,00	0,15	0,10	0,03	2,24	11,88	220,80	8,45	0,01
Водоканал	Речная 21.03.17	-	1,00	2,00	2,89	3,00	14,00	10,74	2,48	-	5,60	9,90	212,40	7,03	-

5.5. Укрупненная оценка удельных капитальных вложений на оборудование ИТП

Для оценки капитальных вложений в проекты реконструкции существующих ИТП применен метод аналогов, с учетом коммерческих предложений организаций-производителей теплотехнического оборудования. Стоимость предполагает использование 100% отечественного основного и вспомогательного оборудования.

Цены на установку оборудования в многоквартирных домах ранжированы по следующим категориям:

- многоквартирные дома с количеством подъездов более 1, с учетом применения 1 узла подготовки ГВС на весь дом;
- многоквартирные одноподъездные дома с 1 ИТП;
- многоквартирные дома, где планируется к установке одноступенчатая схема.

Необходимость установки двух- или одноступенчатой схемы определяется коэффициентом:

$$\rho = \frac{Q_{\text{ГВС}}^{\text{макс}}}{Q_{\text{ОВ}}}$$

где $Q_{\text{ГВС}}^{\text{макс}}$ – максимальная часовая нагрузка ГВС, Гкал/ч; $Q_{\text{ОВ}}$ – расчетная нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч.

Одноступенчатая схема применяется при очень малых ($\leq 0,2$) или очень больших значениях коэффициента (≥ 1). В остальных случаях рекомендуется использовать двухступенчатую схему.

Как показали результаты обследования существующих ИТП, их количество в каждом доме (в т. ч. и в домах, построенных по типовым проектам) может отличаться.

Ниже представлена сравнительная оценка вариантов закрытия ГВС с применением типовых ИТП.

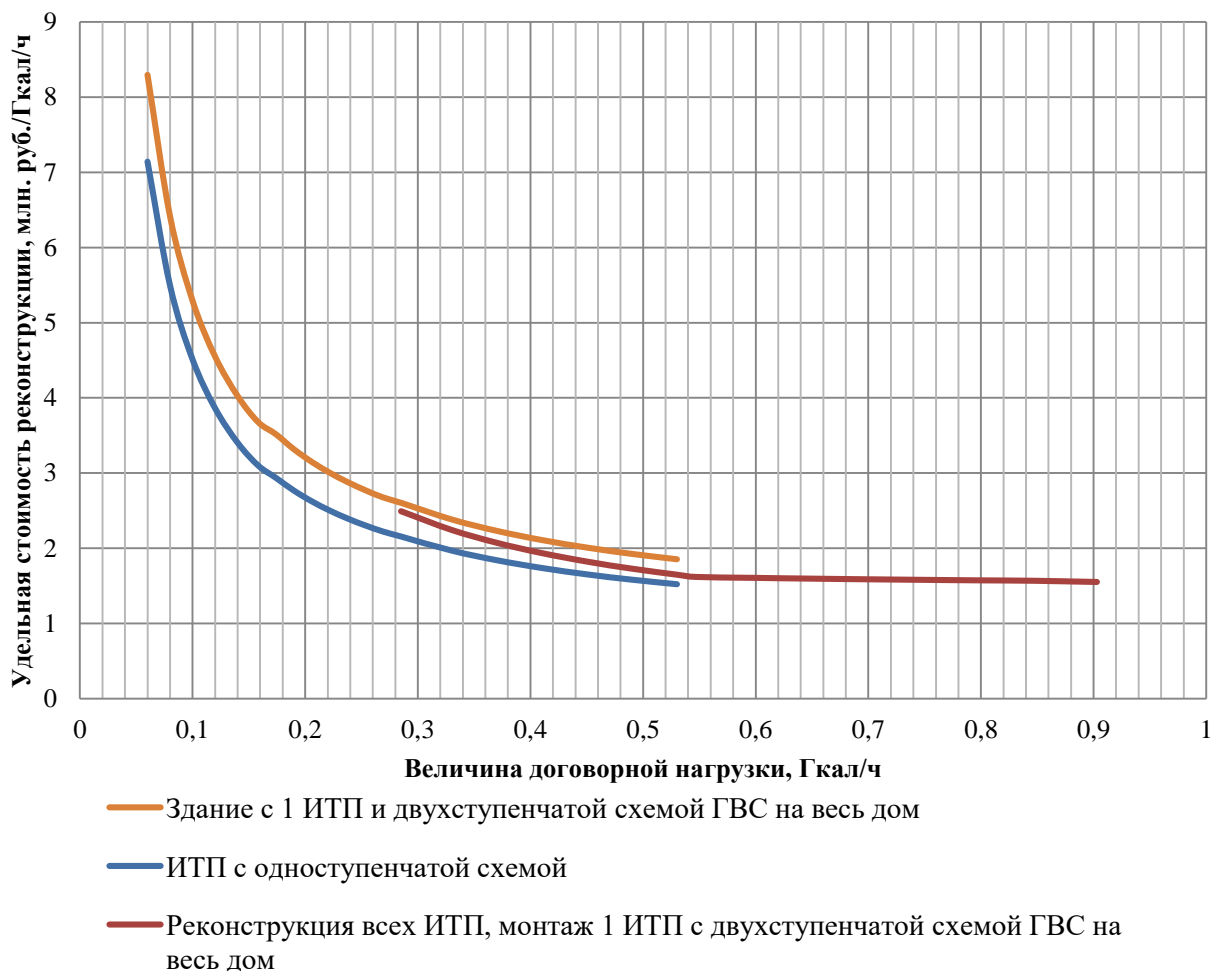


Рисунок 63 - Сравнение удельной стоимости ИТП

Начиная с присоединенной нагрузки 0,3 Гкал/ч, целесообразно при проектировании ИТП предусматривать узел приготовления ГВС в одном помещении, что позволяет сократить капитальные затраты.

Удельная стоимость ИТП с одноступенчатой схемой на 6-11% дешевле ИТП с двухступенчатой схемой.

У потребителей с тепловой нагрузкой ГВС 0,01 Гкал/ч и менее, предлагается устанавливать индивидуальные электрические водонагреватели ГВС и сохранять существующую схему подачи отопления и вентиляции по следующим причинам:

- 1) Существенная доля указанных потребителей находится в ветхом состоянии, высока вероятность сноса зданий и расселения жителей в течение расчетного периода;
- 2) Низкая плотность тепловой нагрузки и низкий уровень теплопотребления на нужды ГВС (суммарная тепловая нагрузка ГВС таких потребителей не превышает 1,1 Гкал/ч);
- 3) Высокой величиной капитальных вложений на реконструкцию ИТП (тыс. руб./Гкал/ч).

Также, устанавливать индивидуальные электрические водонагреватели ГВС при сохранении существующей отопления и вентиляции предлагается у потребителей, находящихся в ветхом состоянии, которые включены в программу сноса зданий и расселения жителей в течение расчетного периода.

Таблица 36 - Перечень домов, подлежащих сносу, в рамках государственной программы Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Обеспечение доступным и комфортным жильем жителей Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в 2014-2020 годах»

№ п/п	Адрес многоквартирного дома, микрорайон, № дома	Площадь жилых помещений кв.м.	Этажность	Год сноса в рамках программы**	Прогнозируемая дата расселения граждан, согласно Стратегии развития города за период 2021-2030 годы (стратегия)
1	2	3	4	5	6
1	ВПЧ, 1	340,1	2	2016	
2	11А мкр., 13	926,1	2	2016	
3	11А мкр. Березовая, 10	942,7	2	2016	
4	СУ-905, 47	605,6	2	2016	
5	СУ-905, 48	689,4	2	2016	
6	СУ-905, 49	362,5	1	2016	
7	Аэропорт, 1	909,9	2	2016	
8	11 мкр., 8	555	2	2016	
9	11А мкр. Березовая, 3	756,2	2	2016	
10	4 мкр., 36	497,4	2	2017	
11	4 мкр., 55	499,8	2	2017	
12	4 мкр., 56	436,9	2	2017	
13	4 мкр., 62	514,4	2	2017	
14	4 мкр., 63	500,4	2	2017	
15	4 мкр., 64	498,3	2	2017	
16	11А мкр., 39	889,9	2	2018	
17	5 мкр., 38	431	2	2018	
18	5 мкр., 39	507,6	2	2018	
19	5 мкр., 40	507	2	2018	
20	5 мкр., 42	493,9	2	2018	
21	5 мкр., 46	504,9	2	2018	
22	6 мкр., 17	507,9	2	2018	
23	6 мкр., 22	496,8	2	2018	
24	6 мкр., 43	505,5	2	2018	
25	СУ-905, 42	233,1	1	2018	
26	6 мкр., 32	500	2	2018	
27	6 мкр., 33	500	2	2018	
28	6 мкр., 34	499,9	2	2019	
29	6 мкр., 35	496	2	2019	
30	6 мкр., 36	493,2	2	2019	
31	6 мкр., 37	489,3	2	2019	
32	6 мкр., 41	500,1	2	2019	
33	6 мкр., 42	503,3	2	2019	
34	6 мкр., 44	500,9	2	2019	
35	6 мкр., 45	518,8	2	2019	
36	6 мкр., 46	508,8	2	2020	
37	6 мкр., 48	501,6	2	2020	
38	6 мкр., 49	498,8	2	2020	
39	6 мкр., 51	500,5	2	2020	

№ п/п	Адрес многоквартирного дома, микрорайон, № дома	Площадь жилых помещений кв.м.	Этажность	Год сноса в рамках программы**	Прогнозируемая дата расселения граждан, согласно Стратегии развития города за период 2021-2030 годы (стратегия)
40	6 мкр., 58	509,1	2	2020	
41	6 мкр., 60	510,2	2	2020	
42	6 мкр., 61	504,9	2	2020	
43	6 мкр., 62	504,3	2	2020	
44	6 мкр., 69	497,7	2	2020	до 2021
45	6 мкр., 72	503,5	2	2020	до 2021
46	6 мкр., 73	511,7	2	2020	до 2021
47	6 мкр., 74	510	2	2020	до 2021
48	6 мкр., 75	502,2	2	2020	до 2021
49	6 мкр., 77	486,3	2	2020	до 2021
50	6 мкр., 78	502,9	2	2020	до 2021
51	11 мкр., 36	881,6	2	2020	до 2021
52	11 мкр., 95	762,6	2	2020	до 2021
53	11 мкр., 100	891,8	2	2020	до 2021
54	11 мкр., 110	898,9	2	2020	до 2021
55	11А мкр., 28	899	2	2020	до 2021
56	11А мкр., Березовая, 9	509,5	2	2020	до 2022
57	11А мкр. Березовая, 1	722,3	2	2020	до 2022
58	11Б мкр., 11	914,2	1	2020	до 2022
59	11Б мкр., 12	916,5	1		до 2022
60	11Б мкр., 16	924,3	1		до 2022
61	СУ-62, 14	1042,7	2	2020	до 2022
62	6 мкр., 52	495,9	2	2020	до 2022
63	7 мкр., 17	528,8	2	2020	до 2022
64	11а п. Звёздный (общежитие), 1	317,9	1	2020	до 2022
65	11А мкр. Кедровая, 6	514,6	2	2020	до 2022
66	11А мкр. (ОБПТиК), 2	718,8	2	2020	до 2022
67	11А мкр.ПНМК-6, 5	756,1	2	2020	до 2022
68	СУ-62, 1	324,8	1	2020	до 2022
69	СУ-62, 3	314,6	2	2020	до 2023
70	СУ-62, 4	627,5	1	2020	до 2023
71	СУ-62, 8	896,2	2	2020	до 2023
72	СУ-62, 9	872,5	2	2020	до 2023
73	11 мкр., 5	895,1	2	2020	до 2023
74	11 мкр., 6	879,5	2		до 2023
75	11 мкр., 15	972,9	2	2020	до 2023
76	11 мкр., 25	905,6	2	2020	до 2023
77	11 мкр., 34	737,1	2	2020	
78	11 мкр., 37	893	2		до 2023
79	11 мкр., 38	884,3	2	2020	до 2023
80	11 мкр., 40	891,4	2		до 2023
81	11 мкр., 54	891,6	2	2020	до 2023
82	11 мкр., 55	832,5	2		до 2023
83	11 мкр., 63	893,08	2	2020	до 2024
84	11 мкр., 64	895,4	2	2020	до 2024
85	11 мкр., 65	895,8	2	2020	до 2024
86	11 мкр., 66	791,1	2	2020	до 2024
87	11 мкр., 67	932	2	2020	до 2024
88	11 мкр., 80	791,1	2	2020	до 2024
89	11 мкр., 84	908	2	2020	до 2024
90	11 мкр., 85	902	2	2020	до 2024
91	11 мкр., 96	896,4	2	2020	до 2024

№ п/п	Адрес многоквартирного дома, микрорайон, № дома	Площадь жилых помещений кв.м.	Этажность	Год сноса в рамках программы**	Прогнозируемая дата расселения граждан, согласно Стратегии развития города за период 2021-2030 годы (стратегия)
92	11 мкр., 102	891,7	2	2020	до 2024
93	11 мкр., 103	901,6	2		до 2024
94	11 мкр., 104	896,8	2		до 2024
95	11 мкр., 105	898,7	2	2020	до 2024
96	11 мкр., 107	909,5	2	2020	до 2025
97	6 мкр., 65	493,9	2	2020	до 2025
98	6 мкр., 70а	499,7	2	2020	до 2025
99	6 мкр., 31	497,1	2	2020	до 2025
100	6 мкр., 53	494,7	2	2020	до 2025
101	7 мкр., 25а	1 065,00	2	2020	до 2025
102	11 мкр., 3	735,5	2	2020	до 2025
103	11 мкр., 4	738	2		до 2025
104	11 мкр., 9	1 087,80	2		до 2025
105	11 мкр., 29	900,1	2	2020	до 2025
106	11 мкр., 52	521	2	2020	до 2026
107	11 мкр., 59	742,3	2		до 2026
108	11 мкр., 60	830,3	2		до 2026
109	11 мкр., 97	882,9	2	2020	до 2026
110	11 мкр., 106	894,4	2	2020	до 2026
111	11 мкр., 108	909,8	2		до 2026
112	11А мкр., 20	763,7	2	2020	до 2026
113	11А мкр. Березовая, 4	518,9	2	2020	до 2026
114	11А мкр. Березовая, 4а	734,3	2	2020	до 2026
115	11А мкр. Березовая, 6	528,7	2	2020	до 2026
116	11А мкр. Березовая, 8	770,6	2	2020	до 2026
117	11А мкр. Кедровая, 1	516,4	2	2020	до 2026
118	11А мкр. Кедровая, 2	508,7	2	2020	до 2026
119	11А мкр. Кедровая, 3	517,5	2	2020	до 2026
120	11А мкр. Кедровая, 4	518,5	2	2020	до 2027
121	11А мкр. Кедровая, 5	516,6	2	2020	до 2027
122	11А мкр. Спортивная, 5	743,8	2	2020	до 2027
123	11А мкр. Спортивная, 6	485,1	2	2020	до 2027
124	СУ-905, 41	154	1	2020	до 2027
125	СУ-62, 11	916,2	2	2020	до 2027
126	СУ-62, 12	910,4	2	2020	до 2027
127	СУ-62, 16	790,3	2	2020	до 2027
128	СУ-62, 17	895,9	2	2020	до 2027
129	СУ-62, 20	618,2	2	2020	до 2027
130	17 мкр., 3	394,24	1	2020	до 2027
131	17 мкр., 5	212,7	1		до 2027
132	17 мкр., 6	163	1		до 2027
133	17 мкр., 7	213	1		
134	17 мкр., 9	164	1		до 2028
135	17 мкр., 10	157	1	2020	до 2028
136	17 мкр., 12	148,4	1	2020	до 2028
137	17 мкр., 14	156	1	2020	до 2028
138	17 мкр., 15	176	1	2020	до 2028
139	17 мкр., 16	155	1	2020	до 2028
140	17 мкр., 19	206,7	1	2020	до 2028
141	17 мкр., 20	155	1	2020	до 2028
142	17 мкр., 21	159,2	1	2020	до 2028
143	11 мкр., 10	997,6	2	2020	до 2028
144	11 мкр., 11	1 006,70	2	2020	до 2028

№ п/п	Адрес многоквартирного дома, микрорайон, № дома	Площадь жилых помещений кв.м.	Этажность	Год сноса в рамках программы**	Прогнозируемая дата расселения граждан, согласно Стратегии развития города за период 2021-2030 годы (стратегия)
145	11 мкр., 12	1 021,80	2	2020	до 2029
146	11 мкр., 16	924,2	2	2020	до 2029
147	11 мкр., 17	1 013,80	2	2020	до 2029
148	11 мкр., 81	756,1	2	2020	до 2029
149	11А мкр., 21	735,7	2	2020	до 2029
150	11А мкр., 22	621,2	2	2020	до 2029
151	11А мкр., 24	733,2	2	2020	до 2029
152	11А мкр. Березовая, 61	150,4	1	2020	до 2029
153	11А мкр. Спортивная, 62	378,4	1	2020	до 2029
154	11А мкр. Спортивная, 63	147,9	1	2020	до 2029
155	11А мкр. Спортивная, 64	292,5	1	2020	до 2029
156	11А мкр. Спортивная, 65	356,9	1	2020	до 2029
157	11А мкр. Спортивная, 66	165,2	1	2020	до 2029
158	11А мкр. Спортивная, 67	137,1	1	2020	до 2030
159	11А мкр. Спортивная, 68	201,3	1	2020	до 2030
160	11А мкр. Спортивная, 69	221,1	1	2020	до 2030
161	11А мкр. Спортивная, 70	117,2	1	2020	до 2030
162	11 А мкр. Магистральная, 30	488,8	2	2020	до 2030
163	СУ-62, 5	767,6	2	2020	до 2030
164	СУ-62, 6	754,8	2	2020	до 2030
165	СУ-62, 7	750,8	2	2020	до 2030
166	СУ-62, 10	763,6	2	2020	до 2030
167	СУ-62, 13	1 007,80	2	2020	до 2030
168	СУ-62, 15	1 039,40	2	2020	до 2030
169	СУ-62, 18	1 038,50	2	2020	до 2030
170	СУ-62, 19	1 043,40	2	2020	до 2030
171	Аэропорт, 2	672,3	2	2020	до 2030
Итого аварийного: 171 дом		107 049,42			
172	17 мкр., 4	91,14	1		до 2030
173	7 мкр., 16а	513,5	2		до 2030
174	7 мкр., 18	497,7	2		до 2030
175	7 мкр., 23	500,5	2		до 2030
176	7 мкр., 24а	524,6	2		до 2030
177	7 мкр., 24б	512,4	2		до 2030
178	7 мкр., 24г	507,3	2		до 2030
179	7 мкр., 26	509,2	2		до 2030
180	7 мкр., 26а	518	2		до 2030
181	7 мкр., 29а	1025,3	2		до 2030
182	7 мкр., 34	499,6	2		до 2030
183	7 мкр., 37	500,6	2		до 2030
184	7 мкр., 39а	1047,4	2		до 2030
185	7 мкр., 39б	519,6	2		до 2030
186	7 мкр., 39в	511,1	2		до 2030
187	7 мкр., 39г	1014,7	2		до 2030
188	7 мкр., 40б	514,1	2		до 2030
189	7 мкр., 42	511,1	2		до 2030
190	7 мкр., 43	999,7	2		до 2030
191	7 мкр., 45	579,6	2		до 2030
192	7 мкр., 44	1010,5	2		до 2030
193	7 мкр., 15а	496	2		до 2030
194	7 мкр., 16	517,5	2		до 2030
195	7 мкр., 16б	502,5	2		до 2030
196	7 мкр., 19	516,5	2		до 2030

№ п/п	Адрес многоквартирного дома, микрорайон, № дома	Площадь жилых помещений кв.м.	Этажность	Год сноса в рамках программы**	Прогнозируемая дата расселения граждан, согласно Стратегии развития города за период 2021-2030 годы (стратегия)
197	7 мкр., 21	502	2		до 2030
198	7 мкр., 22	503,5	2		до 2030
199	7 мкр., 24	499,5	2		до 2030
200	7 мкр., 24в	522,4	2		до 2030
201	7 мкр., 24д	510,3	2		до 2030
202	7 мкр., 25	1037,4	2		до 2030
203	7 мкр., 25б	527,4	2		до 2030
204	7 мкр., 25в	498,8	2		до 2030
205	7 мкр., 28	1015,1	2		до 2030
206	7 мкр., 29	509,2	2		до 2030
207	7 мкр., 30	1032,1	2		до 2030
208	7 мкр., 34а	521,2	2		до 2030
209	7 мкр., 35	508	2		до 2030
210	7 мкр., 36	506,7	2		до 2030
211	7 мкр., 38	498,2	2		до 2030
212	7 мкр., 39	1038,3	2		до 2030
213	7 мкр., 40а	531,1	2		до 2030
214	7 мкр., 40в	519,2	2		до 2030
215	7 мкр., 40д	479	2		до 2030
216	7 мкр., 41	498,9	2		до 2030
217	7 мкр., 46	511,7	2		до 2030
218	7 мкр., 47	1026,8	2		до 2030
219	7 мкр., 48	998,1	2		до 2030
220	11 мкр., 2	1247,4	2		до 2030
221	11 мкр., 20	731,9	2		до 2030
222	11А мкр., 15	608,1	2		до 2030
223	11А мкр. (ОБПТиК), 1	1123,4	2		до 2030
224	11А мкр. (ОБПТиК), 3	732	2		до 2030
1	2, 3	6	7	9	10
225	11А мкр. ПНМК-6, 3	737,3	2		до 2030
226	11А мкр. ПНМК-6, 7	737,1	2		до 2030
227	11А мкр. Звездный, 1	208,3	2		до 2030
228	11А мкр. Звездный, 2	207,3	2		до 2030
229	11А мкр. Звездный, 4	1089,1	2		до 2030
230	11А мкр. Звездный, 5	398,3	2		до 2030
231	6 мкр., 6б	503,1	2		до 2030
Итого по непригодному: 60 домов		38 058,54			
Итого всего:		145 107,96			

В таблице 37 и на рисунке 64 представлены затраты на реализацию мероприятий по реконструкции оборудования существующих ИТП в текущих ценах.

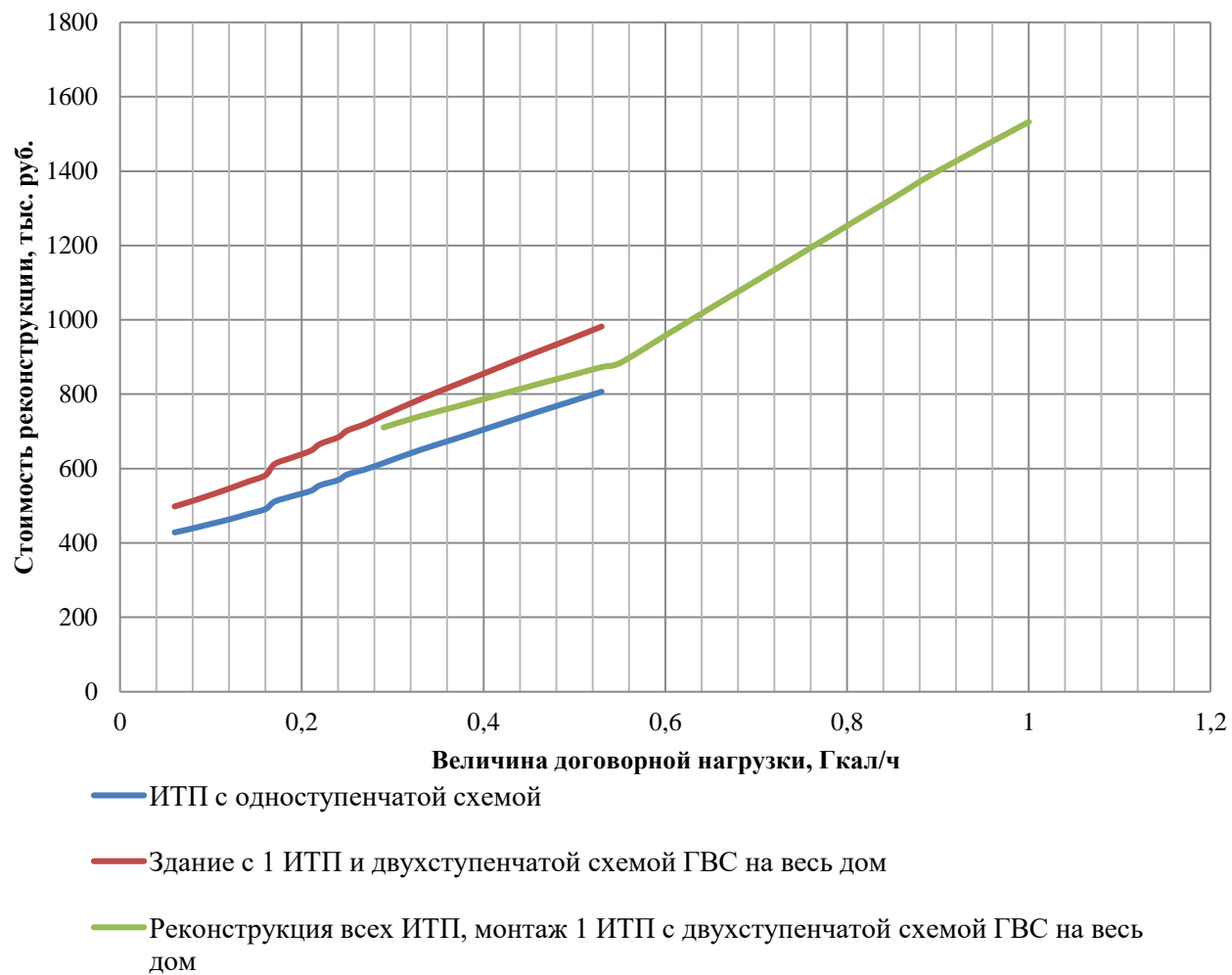


Рисунок 64 - Принятые цены на реконструкцию оборудования ИТП

Таблица 37 - Принятые цены на реализацию мероприятий по реконструкции оборудования ИТП, в текущих ценах

Наименование				Электрические водонагреватели		ИТП с одноступенчатой схемой						Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом						Реконструкция всех ИТП, монтаж 1 ИТП с двухступенчатой схемой ГВС на весь дом					
Величина	Договорная нагрузка			Стоимость реконструкции, тыс. руб.	Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб..			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч		
	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ГВС	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС
			0,001	4,0	4,0																		
			0,003	12,0	4,0																		
			0,006	24,0	4,0																		
Договорная нагрузка потребителя, Гкал/ч	0,06	0,05	0,009			428	272	156	7,142	5,34	17,29	498	272	226	8,297	5,34	25,07						
	0,08	0,07	0,012			439	277	162	5,494	4,08	13,48	513	277	236	6,415	4,08	19,65						
	0,1	0,09	0,015			451	283	168	4,511	3,33	11,21	529	283	246	5,293	3,33	16,41						
	0,12	0,10	0,018			463	287	176	3,862	2,82	9,76	546	287	259	4,55	2,82	14,37						
	0,14	0,12	0,021			477	295	182	3,405	2,48	8,69	564	295	269	4,025	2,48	12,83						
	0,16	0,14	0,024			491	302	189	3,103	2,22	7,88	582	302	280	3,68	2,22	11,68						
	0,17	0,14	0,026			511	308	203	2,937	2,13	7,97	612	308	304	3,517	2,13	11,93						
	0,19	0,16	0,029			526	317	209	2,768	1,96	7,34	630	317	313	3,318	1,96	10,99						
	0,21	0,18	0,032			540	324	216	2,625	1,82	6,86	648	324	324	3,15	1,82	10,29						
	0,22	0,19	0,033			555	333	222	2,503	1,78	6,73	666	333	333	3,006	1,78	10,09						
	0,24	0,20	0,036			569	340	229	2,397	1,67	6,36	684	340	344	2,881	1,67	9,55						
	0,25	0,21	0,038			584	349	235	2,304	1,64	6,26	702	349	353	2,772	1,64	9,41						
	0,27	0,23	0,041			598	356	242	2,222	1,55	5,97	720	356	364	2,676	1,55	8,98						
	0,29	0,25	0,044			615	364	251	2,156	1,48	5,77	743	364	379	2,604	1,48	8,71	711	332	379	2,494	1,35	8,71
	0,33	0,28	0,050			650	384	266	1,97	1,37	5,37	786	384	402	2,383	1,37	8,12	741	339	402	2,245	1,21	8,12
	0,37	0,31	0,056			681	400	281	1,842	1,27	5,07	826	400	426	2,232	1,27	7,68	767	341	426	2,074	1,08	7,68
	0,41	0,35	0,062			713	418	295	1,739	1,20	4,79	865	418	447	2,109	1,20	7,26	794	347	447	1,936	1,00	7,26
	0,45	0,38	0,068			745	436	309	1,651	1,14	4,58	905	436	469	2,006	1,14	6,95	821	352	469	1,82	0,92	6,95
	0,49	0,42	0,074			776	454	322	1,583	1,09	4,38	943	454	489	1,925	1,09	6,66	847	358	489	1,729	0,86	6,66
	0,53	0,45	0,080			807	471	336	1,523	1,04	4,23	982	471	511	1,854	1,04	6,43	873	362	511	1,647	0,80	6,43
	0,55	0,47	0,083															884	366	518	1,607	0,78	6,28
	0,6	0,51	0,090															958	397	561	1,597	0,78	6,24
	0,65	0,55	0,098															1032	427	605	1,588	0,77	6,20
	0,7	0,60	0,105															1105	458	647	1,579	0,77	6,16
	0,75	0,64	0,113															1179	488	691	1,572	0,77	6,14
	0,8	0,68	0,120															1253	519	734	1,566	0,76	6,12
	0,85	0,72	0,128															1326	549	777	1,560	0,76	6,09
	0,9	0,77	0,14															1400	580	820	1,556	0,76	6,07
	1	0,85	0,150															1532	635	897	1,532	0,75	5,98
	2	1,70	0,300															2936	1216	1720	1,468	0,72	5,73
3	2,55	0,450															4339	1797	2542	1,446	0,70	5,65	
4	3,40	0,600															5743	2379	3364	1,436	0,70	5,61	
5	4,25	0,750															7146	2960	4186	1,429	0,70	5,58	
6	5,10	0,900															8550	3541	5008	1,425	0,69	5,56	

Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Федеральным законом от 7 декабря 2011 года № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» предписан график закрытия системы ГВС до 2022 г.

В 2018 г. невозможно начать необходимые процедуры по следующим причинам:

1) Не актуализирована Схема водоснабжения и водоотведения города, не проведена требуемая оценка потребности в реконструкции системы водоснабжения и не определены капитальные затраты (с указанием источников финансирования);

2) Не определены источники финансирования мероприятий по реконструкции системы централизованного теплоснабжения. Если планируется применение тарифных источников финансирования, то составляющая уже не включена в тариф на тепловую энергию в 2019 г.

Настоящей программой предлагается следующий график реализации мероприятий по организации закрытой схемы:

1) 2018 г. – утверждение актуализированной Схемы теплоснабжения, в том числе и принятие решения о порядке и сроках прекращения горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения органом местного самоуправления (в соответствии с ч. V Правил горячего водоснабжения, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 13.02.2016 г. №83);

2) 2018-2019 гг. - актуализация Схемы водоснабжения города;

3) 2019 г. – выполнение проектно-изыскательских работ и разработка проектно-сметной документации и закупка оборудования. Реализация проектных решений по 1 группе абонентов (в непосредственной близости от теплоисточника);

4) 2020 г. – закупка оборудования и реализация проектных решений по 2 группе абонентов;

5) 2021 г. – закупка оборудования и реализация проектных решений по 3 группе абонентов (по прочим потребителям).

С целью поддержания стабильного гидравлического режима рекомендуется модернизацию ИТП потребителей начинать от источника тепловой энергии, т.е. с потребителей, которые имеют минимальную удаленность от теплоисточника. Программой планируется перевод в 2019 г. многоквартирных домов и ОДЗ в границах улиц: Киевская – Ленина – Нефтяников - Гагарина – Строителей - Сургутская.

Остальные потребители, в т. ч. и здания промышленных предприятий подлежат переводу на закрытую схему в 2020 - 2021 гг. На рисунке 65 представлен план реализации программы перевода потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС. Перечень потребителей с указанием плана-графика перевода представлен в приложении 1.

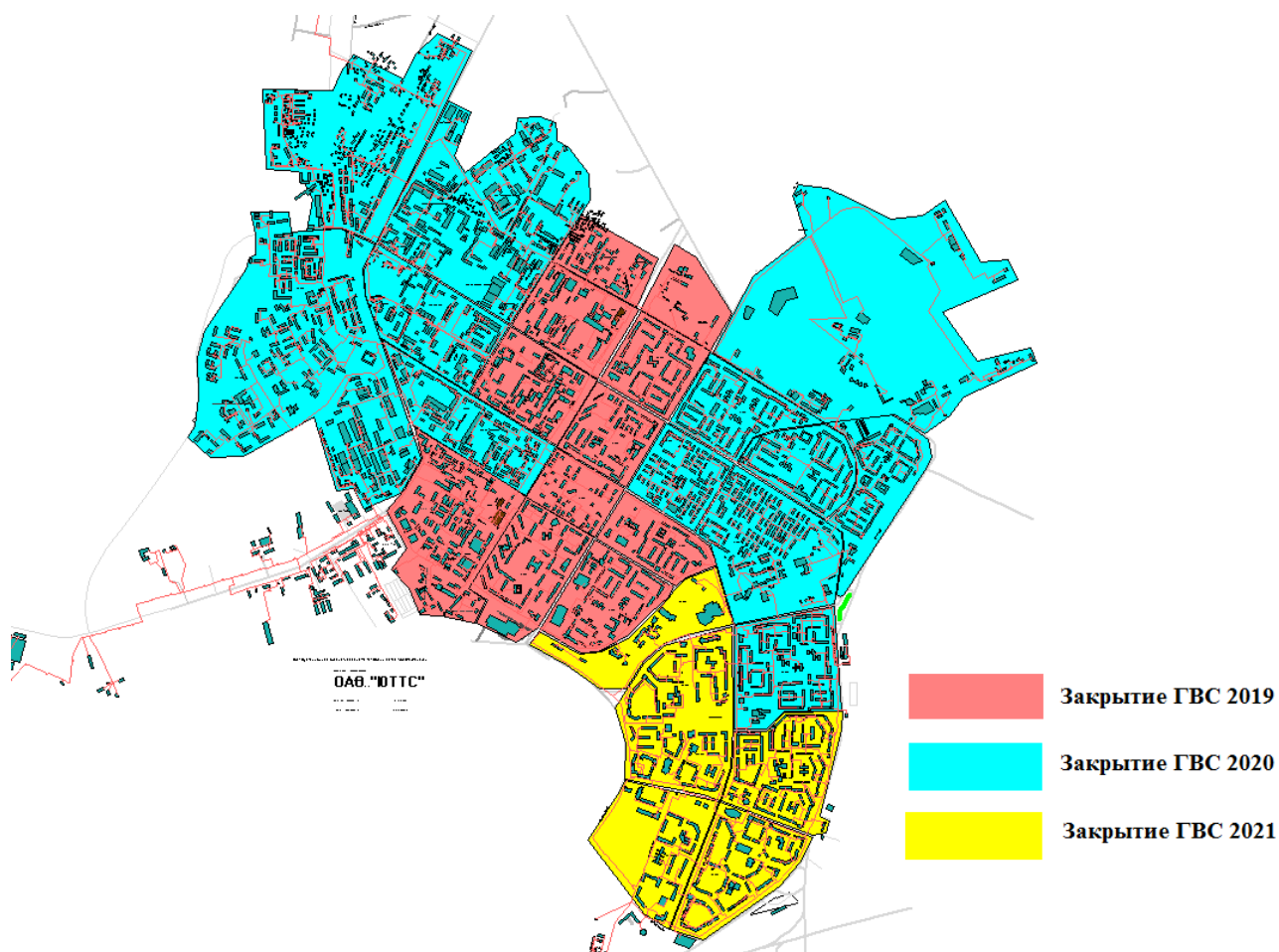


Рисунок 65 – План реализации программы перевода потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС

К централизованной системе теплоснабжения подключено 2577 абонентских ввода. В зоне действия источников тепловой энергии г. Нefтеyганска 975 потребителей имеют открытую систему ГВС. Суммарная подключенная нагрузка потребителей ГВС составляет 28,315 Гкал/ч.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий приведены в таблице 38. Полная сметная стоимость этой группы проектов составит **199,9 млн. руб** в текущих ценах без НДС. Проекты должны быть реализованы в течение 2019 - 2021 гг.

Таблица 38 - Капитальные вложения в реализацию мероприятий по переводу потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС, тыс. руб. (в текущих ценах без НДС)

Источник тепловой энергии	Год реализации мероприятий по переходу на закрытую схему				Итого
	2018	2019	2020	2021	
ЦК-1	0,0	46406,3	38693,0	42525,6	127624,9

ЦК-2	0,0	33521,2	38647,6	0,0	72168,8
Су-62	0,0	0,0	24,0	167,6	191,6
Итого	0,0	79927,5	77364,6	42693,2	199985,3

Приложение 1

**(Адресная программа перевода потребителей на закрытую схему присоединения
систем ГВС)**

Таблица 39 - Адресная программа перевода потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
1	Нефтеюганский филиал ООО"РН-Бурение", 11 А мкр., , общежитие	ЦК-1	0,032	0,001	0,033	276,400	272,40	4,00	8375,76	8512,50	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
2	Нефтеюганский филиал ООО"РН-Бурение", 11 А мкр., , АБК	ЦК-1	0,167	0,002	0,169	336,000	324,00	12,00	1988,17	1940,12	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
3	Нефтеюганский филиал ООО"РН-Бурение", 11 А мкр., , произв.корпус ПРЦЭиЭ и ПРЦБО	ЦК-1	0,940	0,003	0,943	1227,910	1215,91	12,00	1302,13	1293,52	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
4	ФГКУ "6 ОФПС по Ханты-Мансийскому автономному округу-Югре", 11 Б мкр., , пождепо на 6 автомобилей	ЦК-1	0,506	0,266	0,772	2116,432	396,81	1719,62	2741,49	784,20	6464,75	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
5	ФГКУ "6 ОФПС по Ханты-Мансийскому автономному округу-Югре", 11 Б мкр., , теплодымокамера	ЦК-1	0,143	0,091	0,234	912,342	307,80	604,54	3898,90	2152,45	6643,31	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
6	АУ "Нефтеюганский политехнический колледж", 11Б мкр., , профессиональное училище	ЦК-1	1,890	0,520	2,410	5161,224	1797,25	3363,97	2141,59	950,93	6469,18	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
7	АУ "Нефтеюганский политехнический колледж", 11Б мкр., , общежитие	ЦК-1	0,345	0,152	0,497	2138,024	418,40	1719,62	4301,86	1212,75	11313,32	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
8	МБДОУ "Детский сад №14"Умка", 14 мкр., , детский сад	ЦК-1	0,459	0,221	0,680	2085,781	366,16	1719,62	3067,32	797,73	7781,11	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
9	ООО "СК СОК", 15 мкр., , снеговая яма	ЦК-1	0,000	0,136	0,136	897,450	0,00	897,45	6598,90	0,00	6598,90	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
10	ООО "УК "Зелёный берег", 15 мкр., , торговый центр	ЦК-1	0,275	0,053	0,328	810,200	384,00	426,20	2470,12	1396,36	8041,51	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
11	ООО "СК СОК", 15 мкр., , крытый каток	ЦК-1	0,596	0,176	0,772	2207,971	488,35	1719,62	2860,07	819,37	9770,59	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
12	МБОУ "СОКШ №4", 7 мкр., , Спортивный комплекс	ЦК-1	0,168	0,047	0,215	726,000	324,00	402,00	3376,74	1928,57	8553,19	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
13	ИП Сайтбаталова Рушания Раусовна, Мира, , кафе Кадушка (Акт № 56-14)	ЦК-1	0,043	0,002	0,045	284,400	272,40	12,00	6320,00	6334,88	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
14	ООО "ПТ-Сервис", Набережная, , ООО "Электон-сервис"РММ (ТУ №012-14 по 21.04.19)	ЦК-1	0,039	0,001	0,040	276,400	272,40	4,00	6910,00	6984,62	4000,00	Электрические водонагреватели	2021

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
15	Ковальчук Николай Васильевич, Набережная, , ИП Сукиасян-кафе	ЦК-1	0,159	0,012	0,171	478,600	316,80	161,80	2798,83	1992,45	13483,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
16	ООО "РН-Юганскнефтегаз", Строителей, , ГВС	ЦК-1	0,000	0,005	0,005	24,000	0,00	24,00	4800,00	0,00	4800,00	Электрические водонагреватели	2021
17	ИП Геворгян Аветик Рустаи, Сургутская, , кафе "Кавказ"	ЦК-1	0,042	0,001	0,043	276,400	272,40	4,00	6427,91	6485,71	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
18	ООО "НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ", Сургутская, , административное здание инв№3195	ЦК-1	0,100	0,013	0,113	455,600	287,40	168,20	4031,86	2874,00	12938,46	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
19	ООО "РОСНефтеТранс", Юганка-2, , склады №9,10,11,12	ЦК-1	0,554	0,005	0,559	481,695	457,70	24,00	861,71	826,16	4800,00	Электрические водонагреватели	2021
20	ГСК "Факел", Мамонтовская, 1, ГСК "Факел"	ЦК-1	0,146	0,003	0,149	328,800	316,80	12,00	2206,71	2169,86	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
21	АО "Транснефть-Сибирь", Набережная, 1, АБК	ЦК-1	0,174	0,002	0,176	336,000	324,00	12,00	1909,09	1862,07	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
22	ООО "РН-Юганскнефтегаз", Нефтяников, 1, административное здание- Нефтяников,1	ЦК-1	0,096	0,001	0,097	291,400	287,40	4,00	3004,12	2993,75	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
23	АО "Транснефть-Сибирь", Набережная, 1/2, столовая	ЦК-1	0,042	0,003	0,045	284,400	272,40	12,00	6320,00	6485,71	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
24	АО "Транснефть-Сибирь", Парковая, 15, гостиница	ЦК-1	0,090	0,006	0,096	311,400	287,40	24,00	3243,75	3193,33	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
25	ООО "СТС", ул.Набережная, 16, Бокс №5 стр16/30-3	ЦК-1	0,124	0,001	0,125	305,800	301,80	4,00	2446,40	2433,87	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
26	ООО ГТК "ПасАвто", Набережная, 2, спортзал (комитет образования)	ЦК-1	0,273	0,003	0,276	396,000	384,00	12,00	1434,78	1406,59	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
27	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", Набережная, 2, лаборатория	ЦК-1	0,073	0,001	0,074	286,800	282,80	4,00	3875,68	3873,97	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
28	Центральный банк Российской Федерации (Банк России), 16 мкр., 20, АБК	ЦК-1	0,155	0,003	0,158	328,800	316,80	12,00	2081,01	2043,87	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
29	ООО "РН-Юганскнефтегаз", Ленина 2 мкр., 26, административное здание 5-эт	ЦК-1	0,314	0,002	0,316	411,800	399,80	12,00	1303,16	1273,25	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
30	Филиал Макрорегион Западная Сибирь" ООО ИК "СИБИНТЕК", Нефтяников, 5, АБК №1	ЦК-1	0,154	0,002	0,156	328,800	316,80	12,00	2107,69	2057,14	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
31	ООО "РОСТорг", 7 мкр., 7, магазин "Фауна"	ЦК-1	0,066	0,004	0,070	301,200	277,20	24,00	4302,86	4200,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
32	ООО "Ермак", 7 мкр., у 54, аптека- Гулиев А.Ш.	ЦК-1	0,022	0,008	0,030	428,000	272,40	155,60	14266,67	12381,82	19450,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
33	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 1, жилой дом 1-1	ЦК-1	0,262	0,038	0,300	625,600	384,00	241,60	2085,33	1465,65	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
34	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 1, жилой дом11-1 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,056	0,018	0,074	452,800	277,20	175,60	6118,92	4950,00	9755,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
35	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 1, Жилой дом13-1	ЦК-1	0,218	0,050	0,268	782,600	356,40	426,20	2920,15	1634,86	8524,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой	2021

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
												схемой ГВС на весь дом	
36	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 1, жилой дом16-1	ЦК-1	0,577	0,134	0,711	1277,810	457,70	820,11	1797,20	793,23	6120,26	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
37	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 1, жилой дом 2-1	ЦК-1	0,310	0,021	0,331	582,200	399,80	182,40	1758,91	1289,68	8685,71	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
38	МБУ ДО "ДМШ имени В.В. Андреева", 2а мкр., 1, Детская музыкальная школа	ЦК-1	0,133	0,005	0,138	325,800	301,80	24,00	2360,87	2269,17	4800,00	Электрические водонагреватели	2019
39	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 1, жилой дом 3-1	ЦК-1	0,314	0,032	0,346	621,800	399,80	222,00	1797,11	1273,25	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
40	АО "Фармация", 5 мкр., 1, аптека №272	ЦК-1	0,021	0,001	0,022	276,400	272,40	4,00	12563,64	12971,43	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
41	ОАО "ЖЭУ-2", 5 мкр., 1, жилой дом 5-1	ЦК-1	0,253	0,054	0,307	810,200	384,00	426,20	2639,09	1517,79	7892,59	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
42	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 7 мкр., 1, прачечная	ЦК-1	0,060	0,003	0,063	289,200	277,20	12,00	4590,48	4620,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
43	ООО "ЖЭУ№5", АТБ-6, 1, жилой дом АТБ-1 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,040	0,023	0,063	461,600	272,40	189,20	7326,98	6810,00	8226,09	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
44	ООО "ЖЭУ№5", Киевская (МНУ), 1, ж. дом Киевская-1(МНУ) с 01.05.15г.	ЦК-1	0,052	0,015	0,067	445,400	277,20	168,20	6647,76	5330,77	11213,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
45	Население Т-Э, МО-17, 1, ж.дом МО-17-1	ЦК-1	0,003	0,001	0,004	276,400	272,40	4,00	69100,00	90800,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
46	ОАО "ЖЭУ№5", пер.Восточный, 1, жил.дом п.Восточный-1 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,011	0,001	0,012	276,400	272,40	4,00	23033,33	24763,64	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
47	НИК (филиал) ФГБОУ ВО "ЮГУ", Строителей, 1, Учебный корпус №1	ЦК-1	0,277	0,012	0,289	545,800	384,00	161,80	1888,58	1386,28	13483,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
48	ООО "Междуречье", Сургутская, 1, АБК	ЦК-1	0,065	0,002	0,067	289,200	277,20	12,00	4316,42	4264,62	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
49	ООО "РОСНефтеТранс", Сургутская, 1, вахта-25-мужское общежитие	ЦК-1	0,036	0,035	0,071	501,200	272,40	228,80	7059,15	7566,67	6537,14	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
50	ООО "РОСНефтеТранс", Сургутская, 1, РК "Империя"-1	ЦК-1	0,677	0,088	0,765	1080,190	519,00	561,19	1412,01	766,61	6377,19	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
51	ООО "РОСНефтеТранс", Сургутская, 1, жилой комплекс "Ока"-женское общежитие	ЦК-1	0,042	0,035	0,077	501,200	272,40	228,80	6509,09	6485,71	6537,14	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
52	ОАО "ЖЭУ№5", ул.Жилая (ОБПТОиК), 1, ж.дом Жилая (обптоик-1) с 01.05.15г.	ЦК-1	0,049	0,020	0,069	454,800	272,40	182,40	6591,30	5559,18	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
53	ООО "Авангард-Безопасность", 11 Б мкр., Мартовская, 1/1, Квартира №1	ЦК-1	0,030	0,004	0,034	296,400	272,40	24,00	8717,65	9080,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
54	ООО "Авангард-Безопасность", 11 Б мкр., Мартовская, 1/2, Квартира №2 (Угаров Д.М.)	ЦК-1	0,030	0,004	0,034	296,400	272,40	24,00	8717,65	9080,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
55	ООО "Речной порт Нефтеюганск", Набережная, 1/4, РММ	ЦК-1	0,160	0,004	0,164	340,800	316,80	24,00	2078,05	1980,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
56	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 10, жилой дом 1-10	ЦК-1	0,304	0,038	0,342	641,400	399,80	241,60	1875,44	1315,13	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
57	ООО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 10, жилой дом11а-10 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,050	0,015	0,065	440,600	272,40	168,20	6778,46	5448,00	11213,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
58	ООО "ЖЭУ№5", 11 Б мкр., ул. Школьная, 10, жилой дом 11б-10 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,067	0,025	0,092	480,400	277,20	203,20	5221,74	4137,31	8128,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
59	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 10, жилой дом 12-10	ЦК-1	0,020	0,005	0,025	296,400	272,40	24,00	11856,00	13620,00	4800,00	Электрические водонагреватели	2019
60	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 10, Жилой дом13-10	ЦК-1	0,152	0,042	0,194	567,800	316,80	251,00	2926,80	2084,21	5976,19	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
61	ООО "Самара-Транс", 14 мкр., 10, магазин "Самара"	ЦК-1	0,017	0,001	0,018	276,400	272,40	4,00	15355,56	16023,53	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
62	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 10, жилой дом16-10	ЦК-1	0,112	0,040	0,152	536,200	294,60	241,60	3527,63	2630,36	6040,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
63	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 10, жилой дом 2-10	ЦК-1	0,263	0,025	0,288	587,200	384,00	203,20	2038,89	1460,08	8128,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
64	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 10, жилой дом 3-10	ЦК-1	0,132	0,039	0,171	543,400	301,80	241,60	3177,78	2286,36	6194,87	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
65	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 10, жилой дом 4-10	ЦК-1	0,042	0,002	0,044	284,400	272,40	12,00	6463,64	6485,71	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
66	АО "ЮТЭК-Нефтеюганск", Киевская, 10, АБК-1	ЦК-1	0,074	0,001	0,075	286,800	282,80	4,00	3824,00	3821,62	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
67	УКСиЖКК НР, Нефтяников, 10, АБК	ЦК-1	0,111	0,004	0,115	318,600	294,60	24,00	2770,43	2654,05	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
68	ИП Бондаренко Сергей Андреевич, производственный, 10/1, столовая 10/1	ЦК-1	0,033	0,026	0,059	481,600	272,40	209,20	8162,71	8254,55	8046,15	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
69	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 7 мкр., 10/2, инфекционное детс. (тех.паспорт)-10/1	ЦК-1	0,082	0,004	0,086	306,800	282,80	24,00	3567,44	3448,78	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
70	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 7 мкр., 10/2, инфекционное взросл.(тех.паспорт)-10/2	ЦК-1	0,178	0,009	0,187	479,600	324,00	155,60	2564,71	1820,22	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
71	ООО "ЖЭУ№5", 11 Б мкр., 103, жилой дом 116-103 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,059	0,017	0,076	452,800	277,20	175,60	5957,89	4698,31	10329,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
72	ООО "ЖЭУ№5", 11 Б мкр., 104, жилой дом 116-104 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,060	0,018	0,078	452,800	277,20	175,60	5805,13	4620,00	9755,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
73	Филиал ООО "Сиама Мастер" в г.Нефтеюганске, 11 Б мкр., 105, т.стоянка (Акт № 229-16)	ЦК-1	0,244	0,002	0,246	376,000	364,00	12,00	1528,46	1491,80	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
74	МБДОУ "Детский сад №2 "Колосок", 11 мкр., 109, Детский сад №2	ЦК-1	0,090	0,036	0,126	516,200	287,40	228,80	4096,83	3193,33	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
75	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 11, жилой дом 1-11	ЦК-1	0,278	0,036	0,314	612,800	384,00	228,80	1951,59	1381,29	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
76	ООО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 11, жилой дом11а-11 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,056	0,012	0,068	439,000	277,20	161,80	6455,88	4950,00	13483,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
77	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 11, жилой дом13-11	ЦК-1	0,155	0,037	0,192	551,600	316,80	234,80	2872,92	2043,87	6345,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
78	ООО УК "Сибирский дом", 14 мкр., 11, жил.дом 14-11 с 01.01.08	ЦК-1	0,449	0,064	0,513	830,600	361,60	469,00	1619,10	805,35	7328,13	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
79	ООО "СТС", 16 мкр., 11, маг."Ксюша"(тех.усл.от 22.10.15)	ЦК-1	0,073	0,001	0,074	286,800	282,80	4,00	3875,68	3873,97	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
80	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 11, жилой дом 2-11	ЦК-1	0,313	0,037	0,350	634,600	399,80	234,80	1813,14	1277,32	6345,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
81	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 11, жилой дом 3-11	ЦК-1	0,151	0,052	0,203	743,000	316,80	426,20	3660,10	2098,01	8196,15	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
82	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 11, жилой дом 6-11	ЦК-1	0,057	0,008	0,065	432,800	277,20	155,60	6658,46	4863,16	19450,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
83	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 7 мкр., 11, диагностический центр (по тех.пасп.)	ЦК-1	0,388	0,057	0,445	804,400	357,80	446,60	1807,64	922,16	7835,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
84	ООО "Норд-Юган", Мамонтовская, 11, Кафе "Норд" (Акт №186-16)	ЦК-1	0,104	0,048	0,152	696,600	294,60	402,00	4582,89	2832,69	8375,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
85	НГ МУП "Школьное питание", 7 мкр., 11/1, Пищеблок (акт № 189-16)	ЦК-1	0,139	0,390	0,529	2849,598	307,80	2541,80	5386,76	2214,39	6517,43	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
86	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 7 мкр., 11/1, пищеблок (по тех.пасп.)	ЦК-1	0,106	0,083	0,189	855,793	294,60	561,19	4528,00	2779,25	6761,36	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
87	ИП Ханларов Э.Х.о., ул.Сургутская, 11/1, магазин-склад	ЦК-1	0,177	0,255	0,432	2043,624	324,00	1719,62	4730,61	1830,51	6743,62	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
88	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 7 мкр., 11/2, паталого-анатомич.корпус	ЦК-1	0,290	0,003	0,293	411,800	399,80	12,00	1405,46	1378,62	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
89	ИП Советов Николай Долматович, Мостотряд, 111, РММ-магазин	ЦК-1	0,193	0,070	0,263	829,400	340,20	489,20	3153,61	1762,69	6988,57	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
90	ИП Дудяк Ярослав Петрович, 3 мкр., 11-63, Парикмахерская (3-11-63)	ЦК-1	0,002	0,001	0,003	276,400	272,40	4,00	92133,33	136200,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
91	ООО "РОСТорг", 9 мкр., 11а, Мини рынок	ЦК-1	0,078	0,005	0,083	306,800	282,80	24,00	3696,39	3625,64	4800,00	Электрические водонагреватели	2019
92	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 12, жилой дом 1-12	ЦК-1	0,278	0,042	0,320	635,000	384,00	251,00	1984,38	1381,29	5976,19	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
93	ООО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 12, жилой дом11а-12 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,049	0,016	0,065	448,000	272,40	175,60	6892,31	5559,18	10975,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
94	ООО "ЮСК", 11 Б мкр.ул.Школьная, 12, жилой дом 11Б-12 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,094	0,004	0,098	311,400	287,40	24,00	3177,55	3057,45	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
95	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 12, жилой дом13-12	ЦК-1	0,285	0,074	0,359	911,200	399,80	511,40	2538,16	1402,81	6910,81	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
96	ООО УК "Сибирский дом", 14 мкр., 12, жилой дом14-12 с 01.06.11г.	ЦК-1	0,312	0,046	0,358	801,800	399,80	402,00	2239,66	1281,41	8739,13	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
97	ООО "РН-Юганскнефтегаз", 15 мкр., 12, встроенно-пристроенные помещения	ЦК-1	0,155	0,001	0,156	320,800	316,80	4,00	2056,41	2043,87	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
98	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 12, жилой дом 2-12	ЦК-1	0,436	0,033	0,469	583,600	361,60	222,00	1244,35	829,36	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
99	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 12, жилой дом 3-12	ЦК-1	0,151	0,057	0,208	763,400	316,80	446,60	3670,19	2098,01	7835,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
100	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 12, жилой дом 4-12	ЦК-1	0,043	0,003	0,046	284,400	272,40	12,00	6182,61	6334,88	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
101	ОАО "ЖЭУ-2", 5 мкр., 12, жилой дом 5-12	ЦК-1	0,414	0,074	0,488	869,200	357,80	511,40	1781,15	864,25	6910,81	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
102	БУ "Нефтеюганская городская станция скорой медицинской помощи", Набережная, 12, адм.здание	ЦК-1	0,055	0,001	0,056	281,200	277,20	4,00	5021,43	5040,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
103	ООО "РН-Юганскнефтегаз", Строителей, 12, адм.здание УРИ	ЦК-1	0,106	0,002	0,108	306,600	294,60	12,00	2838,89	2779,25	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
104	Население Т-Э, МО-17, 1-2, ж.дом МО-17-1-2	ЦК-1	0,002	0,001	0,003	276,400	272,40	4,00	92133,33	136200,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
105	КУ "Станция переливания крови", 16 мкр., 12/1, станция переливания крови	ЦК-1	0,513	0,005	0,518	451,458	427,46	24,00	871,54	833,25	4800,00	Электрические водонагреватели	2019
106	ООО "Междуречье", Сургутская, 12/1, РММ	ЦК-1	0,225	0,001	0,226	360,400	356,40	4,00	1594,69	1584,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
107	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 16 мкр., 12/2, поликлиника №2	ЦК-1	1,004	0,115	1,119	1949,912	1215,91	734,00	1742,55	1211,07	6382,63	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
108	ООО "Междуречье", Сургутская, 12/2, Бытовое помещ.	ЦК-1	0,065	0,025	0,090	480,400	277,20	203,20	5337,78	4264,62	8128,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
109	Филиал Федерального бюджетного учреждения здравоохранения "Центр гигиены и эпидемиологии в Ханты Мансийском автономном округе-Югре в городе Нефтеюганске и Нефтеюганском районе и в городе Пыть-Яхе", Набережная, 12/3, 3-й этаж	ЦК-1	0,128	0,001	0,129	305,800	301,80	4,00	2370,54	2357,81	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
110	Бюджетное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа - Югра "Комплексный центр социального обслуживания населения Защита", 11 мкр., 123, дом для одиноких и престарелых граждан на 100 мест в г.Нефтеюганске	ЦК-1	0,293	0,033	0,326	621,800	399,80	222,00	1907,36	1364,51	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
111	ИП Советова Валентина Михайловна, 1 мкр., 12а, Магазины	ЦК-1	0,063	0,005	0,068	301,200	277,20	24,00	4429,41	4400,00	4800,00	Электрические водонагреватели	2019
112	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 12А, жилой дом 6-12А	ЦК-1	0,056	0,008	0,064	432,800	277,20	155,60	6762,50	4950,00	19450,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
113	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 13, жилой дом 1-13	ЦК-1	0,288	0,047	0,335	801,800	399,80	402,00	2393,43	1388,19	8553,19	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
114	ИП Фалевич Алексей Николаевич, 11 мкр., 13, магазин "Продукты"	ЦК-1	0,030	0,001	0,031	276,400	272,40	4,00	8916,13	9080,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
115	МАДОУ "Детский сад №32 "Белоснежка", 16 мкр., 13, детский сад №32	ЦК-1	0,326	0,034	0,360	647,200	418,40	228,80	1797,78	1283,44	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
116	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 13, жилой дом 2-13	ЦК-1	0,315	0,034	0,349	647,200	418,40	228,80	1854,44	1328,25	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
117	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 13, жилой дом 3-13	ЦК-1	0,312	0,040	0,352	641,400	399,80	241,60	1822,16	1281,41	6040,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
118	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 5 мкр., 13, Взрослая поликлиника№1	ЦК-1	0,544	0,006	0,550	451,458	427,46	24,00	820,83	785,77	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
119	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 5 мкр., 13, отделение проф.осмотра	ЦК-1	0,096	0,006	0,102	311,400	287,40	24,00	3052,94	2993,75	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
120	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 13, жилой дом 6-13	ЦК-1	0,073	0,007	0,080	438,400	282,80	155,60	5480,00	3873,97	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
121	ИП Святник Тамара Степановна, Мира, 13, столовая	ЦК-1	0,018	0,001	0,019	276,400	272,40	4,00	14547,37	15133,33	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
122	ООО "Нова", Парковая, 13, Адм. Здание	ЦК-1	0,227	0,005	0,232	380,400	356,40	24,00	1639,66	1570,04	4800,00	Электрические водонагреватели	2019
123	ООО УК "СибСпецСтрой", 13 мкр., 13/14, жилой дом 13-13(+14 только ГВС)	ЦК-1	0,149	0,038	0,187	558,400	316,80	241,60	2986,10	2126,17	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
124	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 14, жилой дом 1-14	ЦК-1	0,351	0,046	0,397	838,000	436,00	402,00	2110,83	1242,17	8739,13	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
125	НГ МАУК "Музейный комплекс", 10 мкр., 14, Худ.галерея(в МЦ"Юность")	ЦК-1	0,107	0,003	0,110	306,600	294,60	12,00	2787,27	2753,27	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
126	ООО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 14, жилой дом11а-14 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,047	0,022	0,069	461,600	272,40	189,20	6689,86	5795,74	8600,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
127	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 14, жилой дом 12-14	ЦК-1	0,116	0,038	0,154	536,200	294,60	241,60	3481,82	2539,66	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
128	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 14, жилой дом16-14	ЦК-1	0,167	0,057	0,224	770,600	324,00	446,60	3440,18	1940,12	7835,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
129	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 14, жилой дом 2-14	ЦК-1	0,120	0,015	0,135	470,000	301,80	168,20	3481,48	2515,00	11213,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
130	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 14, жилой дом 3-14	ЦК-1	0,170	0,021	0,191	506,400	324,00	182,40	2651,31	1905,88	8685,71	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
131	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 14, жилой дом 4-14	ЦК-1	0,051	0,003	0,054	284,400	272,40	12,00	5266,67	5341,18	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
132	НИК (филиал) ФГБОУ ВО "ЮГУ", 5 мкр., 14, Учебный корпус №2	ЦК-1	0,119	0,001	0,120	298,600	294,60	4,00	2488,33	2475,63	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
133	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 14, жилой дом 6-14	ЦК-1	0,057	0,008	0,065	432,800	277,20	155,60	6658,46	4863,16	19450,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
134	ИП Гаджиев Ядигар Бахрам оглы, Парковая, 14, рмм	ЦК-1	0,343	0,001	0,344	422,400	418,40	4,00	1227,91	1219,83	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
135	ООО "НАТП-1", Строителей, 14, АБК	ЦК-1	0,701	0,001	0,702	553,234	549,23	4,00	788,08	783,50	4000,00	Электрические водонагреватели	2021

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
136	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 7 мкр., 14/1, хирургия-1я	ЦК-1	0,674	0,021	0,695	701,397	519,00	182,40	1009,21	770,03	8685,71	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
137	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 7 мкр., 14/2, новая хирургия-2я	ЦК-1	0,647	0,032	0,679	740,997	519,00	222,00	1091,31	802,16	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
138	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 15, жилой дом 1-15	ЦК-1	0,140	0,045	0,185	709,800	307,80	402,00	3836,76	2198,57	8933,33	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
139	ООО "ЖЭУ№5", 11 Б мкр., 15, жилой дом 116-15 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,056	0,012	0,068	439,000	277,20	161,80	6455,88	4950,00	13483,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
140	ООО УК "Сибирский дом", 14 мкр., 15, жилой дом14-15 с 01.06.11г.	ЦК-1	0,302	0,046	0,348	801,800	399,80	402,00	2304,02	1323,84	8739,13	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
141	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 15, жилой дом 2-15	ЦК-1	0,311	0,021	0,332	582,200	399,80	182,40	1753,61	1285,53	8685,71	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
142	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 15, жилой дом 3-15	ЦК-1	0,213	0,047	0,260	758,400	356,40	402,00	2916,92	1673,24	8553,19	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
143	МАДОУ"Детский сад №6 "Лукоморье", 5 мкр., 15, детский сад №6	ЦК-1	0,348	0,024	0,372	607,600	418,40	189,20	1633,33	1202,30	7883,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
144	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 15, жилой дом 6-15	ЦК-1	0,058	0,008	0,066	432,800	277,20	155,60	6557,58	4779,31	19450,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
145	ООО УК "СибСпецСтрой", 13 мкр., 15/1, жил.дом 13-15(ввод №1) с 01.07.15г.	ЦК-1	0,109	0,054	0,163	720,800	294,60	426,20	4422,09	2702,75	7892,59	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
146	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 16, жилой дом 1-16	ЦК-1	0,254	0,032	0,286	606,000	384,00	222,00	2118,88	1511,81	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
147	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 16, Жилой дом13-16	ЦК-1	0,035	0,007	0,042	428,000	272,40	155,60	10190,48	7782,86	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
148	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 16, жилой дом 2-16	ЦК-1	0,254	0,014	0,268	552,200	384,00	168,20	2060,45	1511,81	12014,29	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
149	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 16, жилой дом 3-16	ЦК-1	0,232	0,017	0,249	539,600	364,00	175,60	2167,07	1568,97	10329,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
150	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 16, жилой дом 4-16	ЦК-1	0,043	0,001	0,044	276,400	272,40	4,00	6281,82	6334,88	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
151	ООО "РН-Юганскнефтегаз", 5 мкр., 16, Административное здание 5-16	ЦК-1	0,142	0,001	0,143	311,800	307,80	4,00	2180,42	2167,61	4000,00	Электрические водонагреватели	2021

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
152	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 16, жилой дом 6-16	ЦК-1	0,057	0,010	0,067	439,000	277,20	161,80	6552,24	4863,16	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
153	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 7 мкр., 16, лечебный корпус ДСО	ЦК-1	0,160	0,009	0,169	472,400	316,80	155,60	2795,27	1980,00	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
154	ООО "РН-Юганскнефтегаз", Нефтяников, 16-1, Адм.здание УНС	ЦК-1	0,143	0,002	0,145	319,800	307,80	12,00	2205,52	2152,45	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
155	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 17, жилой дом 1-17	ЦК-1	0,263	0,032	0,295	606,000	384,00	222,00	2054,24	1460,08	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
156	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 17, жилой дом13-17	ЦК-1	0,218	0,051	0,269	782,600	356,40	426,20	2909,29	1634,86	8356,86	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
157	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 17, жилой дом 2-17	ЦК-1	0,176	0,165	0,341	2043,624	324,00	1719,62	5993,03	1840,91	10421,97	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
158	МБУ ДО "ДШИ", 3 мкр., 17, АБК	ЦК-1	0,212	0,007	0,219	504,800	349,20	155,60	2305,02	1647,17	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
159	Население Т-Э, МО-17, 17, ж.дом МО-17-17	ЦК-1	0,001	0,001	0,002	276,400	272,40	4,00	138200,00	272400,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
160	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 17, жил.дом МО-17-17 с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,009	0,001	0,010	276,400	272,40	4,00	27640,00	30266,67	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
161	ИП Фалевич Алексей Николаевич, 1 мкр., 18, магазин "Камелия"	ЦК-1	0,019	0,001	0,020	276,400	272,40	4,00	13820,00	14336,84	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
162	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 18, жилой дом 1-18	ЦК-1	0,138	0,035	0,173	536,600	307,80	228,80	3101,73	2230,43	6537,14	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
163	ООО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 18, жилой дом11а-18 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,053	0,013	0,066	445,400	277,20	168,20	6748,48	5230,19	12938,46	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
164	МБОУ "СОШ №14", 11 Б мкр., 18, школа блок Б	ЦК-1	0,353	0,014	0,367	604,200	436,00	168,20	1646,32	1235,13	12014,29	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
165	ООО "ЖЭУ№5", 11 Б мкр., 18, жилой дом 11б-18 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,045	0,010	0,055	434,200	272,40	161,80	7894,55	6053,33	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
166	МБОУ "СОШ №14", 11б мкр, 18, школа блок А	ЦК-1	0,434	0,014	0,448	529,800	361,60	168,20	1182,59	833,18	12014,29	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
167	ООО "ЮСК", 13 мкр., 18, жилой дом 13-18 с 01.05.15	ЦК-1	0,164	0,074	0,238	835,400	324,00	511,40	3510,08	1975,61	6910,81	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
168	ООО УК "Сибирский дом", 14 мкр., 18, жилой дом14-18 с 01.06.11г.	ЦК-1	0,510	0,048	0,558	798,807	396,81	402,00	1431,55	778,05	8375,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
169	ООО "ЮганскСевер", 15 мкр., 18, Жилой дом 15-18 с 22.09.16	ЦК-1	0,203	0,005	0,208	364,200	340,20	24,00	1750,96	1675,86	4800,00	Электрические водонагреватели	2021
170	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 18, жилой дом 2-18	ЦК-1	0,311	0,024	0,335	589,000	399,80	189,20	1758,21	1285,53	7883,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
171	МБДОУ "Детский сад №10"Гусельки", 3 мкр., 18, Детский сад №10	ЦК-1	0,199	0,018	0,217	515,800	340,20	175,60	2376,96	1709,55	9755,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
172	Собственник Мамедов Эхтибар Гусейн оглы, 1 мкр., 18/1, торговый павильон "Восток"	ЦК-1	0,011	0,001	0,012	276,400	272,40	4,00	23033,33	24763,64	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
173	Межрайонная ИФНС России №7 по Ханты-Мансийскому автономному округу - Югре, 12 мкр., 18а, здание налоговой инспекции	ЦК-1	0,256	0,002	0,258	396,000	384,00	12,00	1534,88	1500,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
174	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 19, жилой дом 1-19	ЦК-1	0,154	0,041	0,195	567,800	316,80	251,00	2911,79	2057,14	6121,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
175	ИП Бакай Сергей Валериевич, 10 мкр., 19, ТЦ"Купец" (Акт № 235-16)	ЦК-1	0,500	0,045	0,545	798,807	396,81	402,00	1465,70	793,61	8933,33	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
176	ООО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 19, жилой дом11а-19 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,066	0,020	0,086	459,600	277,20	182,40	5344,19	4200,00	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
177	ООО "ЖЭУ№5", 11 Б мкр., 19, жилой дом 11Б-19 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,040	0,007	0,047	428,000	272,40	155,60	9106,38	6810,00	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
178	ООО "УК ЮТС", 11 мкр., 19, магазин "Старк"	ЦК-1	0,035	0,001	0,036	276,400	272,40	4,00	7677,78	7782,86	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
179	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 19, жилой дом13-19	ЦК-1	0,202	0,075	0,277	851,600	340,20	511,40	3074,37	1684,16	6818,67	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
180	ООО УК "Сибирский дом", 14 мкр., 19, жилой дом 14-19 с 16.05.2011	ЦК-1	0,509	0,044	0,553	798,807	396,81	402,00	1444,50	779,58	9136,36	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
181	МБУ ДО "СДЮСШОР по биатлону", 15 мкр., 19, Крытый каток	ЦК-1	0,596	0,138	0,734	1385,797	488,35	897,45	1888,01	819,37	6503,26	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
182	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 19, жилой дом 2-19	ЦК-1	0,302	0,034	0,336	628,600	399,80	228,80	1870,83	1323,84	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
183	ООО КПП магазин №2 "КЕДР", 3 мкр., 19, маг."Кедр"(тех.усл.№132-11 от 24.05.11г)	ЦК-1	0,040	0,002	0,042	284,400	272,40	12,00	6771,43	6810,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
184	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 19, жилой дом 4-19	ЦК-1	0,043	0,002	0,045	284,400	272,40	12,00	6320,00	6334,88	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
185	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 19, жилой дом 6-19	ЦК-1	0,057	0,010	0,067	439,000	277,20	161,80	6552,24	4863,16	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
186	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 1А, жилой дом 2-1А	ЦК-1	0,077	0,019	0,096	465,200	282,80	182,40	4845,83	3672,73	9600,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
187	ООО "РОСТорг", 8 мкр., 1а, магазин "Магнит"	ЦК-1	0,039	0,002	0,041	284,400	272,40	12,00	6936,59	6984,62	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
188	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 2, жилой дом 1-2	ЦК-1	0,182	0,057	0,239	779,600	333,00	446,60	3261,92	1829,67	7835,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
189	Халанчук Николай Иванович, 11Б мкр., ул. Центральная, 2, Халанчук Н.И. ГВС	ЦК-1	0,000	0,001	0,001	4,000	0,00	4,00	4000,00	0,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
190	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 2, Жилой дом13-2	ЦК-1	0,046	0,011	0,057	434,200	272,40	161,80	7617,54	5921,74	14709,09	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
191	ОАО "ЖЭУ №7", 15 мкр., 2, жилой дом 15-2	ЦК-1	0,166	0,048	0,214	726,000	324,00	402,00	3392,52	1951,81	8375,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
192	ООО "ЮСК", 16 мкр., 2, жилой дом (3,4 подъезды) с 01.01.10г.	ЦК-1	0,258	0,053	0,311	810,200	384,00	426,20	2605,14	1488,37	8041,51	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
193	ООО "ЮСК", 16 мкр., 2, жилой дом (1,2 подъезд) с 01.05.11г.	ЦК-1	0,171	0,021	0,192	506,400	324,00	182,40	2637,50	1894,74	8685,71	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
194	ООО "ЮганскСевер", 2 мкр., 2, жилой дом 2-2 с 01.11.13г.	ЦК-1	0,037	0,004	0,041	296,400	272,40	24,00	7229,27	7362,16	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
195	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 2, жилой дом 3-2	ЦК-1	0,203	0,061	0,264	786,800	340,20	446,60	2980,30	1675,86	7321,31	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
196	ОАО "ЖЭУ-2", 5 мкр., 2, жилой дом 5-2	ЦК-1	0,349	0,036	0,385	664,800	436,00	228,80	1726,75	1249,28	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
197	ООО "РОСТорг", 5 мкр., 2, магазин "Югория"	ЦК-1	0,040	0,002	0,042	284,400	272,40	12,00	6771,43	6810,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
198	ООО "ЖЭУ№5", АТБ-6, 2, жилой дом АТБ-2 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,040	0,025	0,065	475,600	272,40	203,20	7316,92	6810,00	8128,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
199	Население Т-Э, МО-17, 2, жилой дом 17-2	ЦК-1	0,002	0,001	0,003	276,400	272,40	4,00	92133,33	136200,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
200	Местная религиозная организация православный Приход храма СвятогоДуха г.Нефтеюганска ХМАО-Югры Ханты-Мансийской Епархии Русской Православной Церкви (Московский Патриархат), Набережная, 2, комплекс православной общины	ЦК-1	0,069	0,001	0,070	286,800	282,80	4,00	4097,14	4098,55	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
201	ОАО "ЖЭУ№5", пер.Восточный, 2, жил.дом п.Восточный-2 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,011	0,001	0,012	276,400	272,40	4,00	23033,33	24763,64	4000,00	Электрические водонагреватели	2021

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
202	ООО "Антей", Строителей, 2, фитнес-клуб "Аэлита"	ЦК-1	0,196	0,029	0,225	556,200	340,20	216,00	2472,00	1735,71	7448,28	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
203	ОАО "ЖЭУ №5", ул. Жилая (ОБПТОиК), 2, жил.дом Жилая (обптоик-2) с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,034	0,009	0,043	428,000	272,40	155,60	9953,49	8011,76	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
204	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 20, жилой дом 1-20	ЦК-1	0,153	0,045	0,198	718,800	316,80	402,00	3630,30	2070,59	8933,33	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
205	МБОУ "СОШ №7", 11 А мкр., 20, Нач.школа дет.сад №4	ЦК-1	0,202	0,065	0,267	809,200	340,20	469,00	3030,71	1684,16	7215,38	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
206	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 20, жилой дом12-20	ЦК-1	0,259	0,082	0,341	901,844	384,00	517,84	2644,70	1482,63	6315,17	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
207	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 20, жилой дом13-20	ЦК-1	0,112	0,034	0,146	523,400	294,60	228,80	3584,93	2630,36	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
208	МБОУ "СОШ №13", 14 мкр., 20, Школа №13	ЦК-1	1,814	0,102	1,916	2444,556	1797,25	647,30	1275,86	990,77	6346,12	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
209	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 20, жилой дом 2-20	ЦК-1	0,263	0,026	0,289	593,200	384,00	209,20	2052,60	1460,08	8046,15	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
210	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 20, жилой дом 4-20	ЦК-1	0,042	0,002	0,044	284,400	272,40	12,00	6463,64	6485,71	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
211	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 20, жилой дом 6-20	ЦК-1	0,056	0,004	0,060	301,200	277,20	24,00	5020,00	4950,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
212	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 7 мкр., 20, дневной стационар	ЦК-1	0,249	0,010	0,259	545,800	384,00	161,80	2107,34	1542,17	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
213	ООО "ЖЭУ №5", 11 А мкр., 20/1, жилой дом11а-20/1 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,066	0,018	0,084	452,800	277,20	175,60	5390,48	4200,00	9755,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
214	ООО "Приток", Жилая, 20Б/7, производственное здание	ЦК-1	0,174	0,001	0,175	328,000	324,00	4,00	1874,29	1862,07	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
215	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 21, жилой дом 1-21	ЦК-1	0,167	0,051	0,218	750,200	324,00	426,20	3441,28	1940,12	8356,86	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
216	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 21, Жилой дом13-21	ЦК-1	0,112	0,036	0,148	523,400	294,60	228,80	3536,49	2630,36	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
217	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 21, жилой дом 2-21	ЦК-1	0,135	0,041	0,176	552,800	301,80	251,00	3140,91	2235,56	6121,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
218	МКУ " Управление по делам администрации района", 3 мкр., 21, АБК	ЦК-1	0,303	0,003	0,306	411,800	399,80	12,00	1345,75	1319,47	4000,00	Электрические водонагреватели	2021

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
219	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 21, жилой дом 4-21	ЦК-1	0,042	0,003	0,045	284,400	272,40	12,00	6320,00	6485,71	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
220	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 21, жилой дом 6-21	ЦК-1	0,057	0,009	0,066	432,800	277,20	155,60	6557,58	4863,16	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
221	МКУ " Управление по делам администрации района", 3 мкр., 21А, Пристройка нов.	ЦК-1	0,280	0,036	0,316	612,800	384,00	228,80	1939,24	1371,43	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
222	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 22, жилой дом 1-22	ЦК-1	0,356	0,045	0,401	838,000	436,00	402,00	2089,78	1224,72	8933,33	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
223	МБДОУ "Детский сад №25"Ромашка", 12 мкр., 22, детский сад №25	ЦК-1	0,326	0,031	0,357	634,400	418,40	216,00	1777,03	1283,44	6967,74	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
224	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 22, жилой дом13-22	ЦК-1	0,218	0,049	0,267	758,400	356,40	402,00	2840,45	1634,86	8204,08	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
225	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 22, жилой дом 2-22	ЦК-1	0,263	0,024	0,287	573,200	384,00	189,20	1997,21	1460,08	7883,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
226	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 22, жилой дом 4-22	ЦК-1	0,042	0,001	0,043	276,400	272,40	4,00	6427,91	6485,71	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
227	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 7 мкр., 22, лечебный корпус 8-эт	ЦК-1	0,527	0,057	0,584	874,058	427,46	446,60	1496,68	811,12	7835,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
228	ООО "ЮганскСевер", 14 мкр., 22А, жилой дом 14-22А с 01.01.14г.	ЦК-1	0,064	0,011	0,075	439,000	277,20	161,80	5853,33	4331,25	14709,09	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
229	ООО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 23, жилой дом 11а-23 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,056	0,017	0,073	452,800	277,20	175,60	6202,74	4950,00	10329,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
230	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 23, Жилой дом13-23	ЦК-1	0,218	0,050	0,268	782,600	356,40	426,20	2920,15	1634,86	8524,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
231	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 23, жилой дом 2-23	ЦК-1	0,280	0,066	0,346	853,000	384,00	469,00	2465,32	1371,43	7106,06	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
232	Собственник Шляхтовский Сергей Андреевич, 2 мкр., 23, Нежилое помещение (ж/Ф)	ЦК-1	0,004	0,001	0,005	276,400	272,40	4,00	55280,00	68100,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
233	МАУ ДО СДЮСШОР "Сибиряк", 3 мкр., 23, Дворец спорта	ЦК-1	1,201	0,413	1,614	3757,708	1215,91	2541,80	2328,20	1012,41	6154,48	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
234	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 24, жилой дом 1-24 Ввод №1	ЦК-1	0,131	0,043	0,174	552,800	301,80	251,00	3177,01	2303,82	5837,21	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
235	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 24, Жилой дом 1-24 Ввод №2	ЦК-1	0,225	0,030	0,255	572,400	356,40	216,00	2244,71	1584,00	7200,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
236	Бюджетное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа - Югра "Комплексный центр социального обслуживания населения Защита", 12 мкр., 24, адм здание	ЦК-1	0,120	0,034	0,154	530,600	301,80	228,80	3445,45	2515,00	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
237	Казенное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа-Югры "Центр социальных выплат", 12 мкр., 24, управление социальной защиты	ЦК-1	0,109	0,001	0,110	298,600	294,60	4,00	2714,55	2702,75	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
238	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 25, жилой дом 1-25	ЦК-1	0,136	0,040	0,176	543,400	301,80	241,60	3087,50	2219,12	6040,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
239	ООО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 25, жилой дом11а-25 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,066	0,024	0,090	466,400	277,20	189,20	5182,22	4200,00	7883,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
240	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 25, жилой дом13-25	ЦК-1	0,110	0,028	0,138	503,800	294,60	209,20	3650,72	2678,18	7471,43	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
241	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 25, жилой дом16-25	ЦК-1	0,195	0,045	0,240	742,200	340,20	402,00	3092,50	1744,62	8933,33	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
242	Администрация города Нефтеюганска, 2 мкр., 25, АБК	ЦК-1	0,239	0,002	0,241	376,000	364,00	12,00	1560,17	1523,01	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
243	Филиал Макрорегион Западная Сибирь" ООО ИК "СИБИНТЕК", 3 мкр., 25, АБК 3-25	ЦК-1	0,289	0,004	0,293	423,800	399,80	24,00	1446,42	1383,39	6000,00	Электрические водонагреватели	2021
244	МБОУ "СОШ №6", 8 мкр., 25, Зд.нач.школы(Родничок)	ЦК-1	0,636	0,003	0,639	500,346	488,35	12,00	783,01	767,84	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
245	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 26, жилой дом 1-26	ЦК-1	0,139	0,048	0,187	709,800	307,80	402,00	3795,72	2214,39	8375,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
246	ООО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 26, жилой дом11а-26 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,062	0,016	0,078	452,800	277,20	175,60	5805,13	4470,97	10975,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
247	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 26, жилой дом12-26	ЦК-1	0,218	0,047	0,265	758,400	356,40	402,00	2861,89	1634,86	8553,19	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
248	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 26, жилой дом13-26	ЦК-1	0,111	0,036	0,147	523,400	294,60	228,80	3560,54	2654,05	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
249	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 26, жилой дом16-26	ЦК-1	0,180	0,052	0,232	759,200	333,00	426,20	3272,41	1850,00	8196,15	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021
250	ООО "РН-Юганскнефтегаз", 2 мкр., 26, столовая	ЦК-1	0,389	0,044	0,433	759,800	357,80	402,00	1754,73	919,79	9136,36	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2021

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
251	МБДОУ "Детский сад №5"Ивушка", 8 мкр., 26, Детский сад №5 - "Ивушка"	ЦК-1	0,300	0,022	0,322	589,000	399,80	189,20	1829,19	1332,67	8600,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
252	ООО "Промжилсервис", Нефтяников, 26, Адм.здание (по тех.паспорту 10/12/2008г)	ЦК-1	0,054	0,014	0,068	445,400	277,20	168,20	6550,00	5133,33	12014,29	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
253	НГМУП "УС", Нефтяников база№2, 26/1, проходная	ЦК-1	0,030	0,007	0,037	428,000	272,40	155,60	11567,57	9080,00	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
254	ООО "ЮСК", 13 мкр., 26а, жилой дом13-26а	ЦК-1	0,026	0,006	0,032	296,400	272,40	24,00	9262,50	10476,92	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
255	ООО "РН-Юганскнефтегаз", 2 мкр., 26а, Адм.здание -9 эт	ЦК-1	0,417	0,005	0,422	385,600	361,60	24,00	913,74	867,15	4800,00	Электрические водонагреватели	2019
256	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 27, жилой дом 1-27	ЦК-1	0,100	0,035	0,135	516,200	287,40	228,80	3823,70	2874,00	6537,14	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
257	ООО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 27, жилой дом11а-27 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,064	0,021	0,085	459,600	277,20	182,40	5407,06	4331,25	8685,71	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
258	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 27, жилой дом12-27	ЦК-1	0,196	0,048	0,244	742,200	340,20	402,00	3041,80	1735,71	8375,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
259	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 27, жилой дом13-27	ЦК-1	0,112	0,039	0,151	536,200	294,60	241,60	3550,99	2630,36	6194,87	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
260	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 27, жилой дом16-27	ЦК-1	0,186	0,057	0,243	779,600	333,00	446,60	3208,23	1790,32	7835,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
261	ЧПОУ "Центр инновационного обучения "НЕФТЕГАЗ-Нефтеюганск", 16 мкр., 27, Нежилое помещение (ж/Ф)	ЦК-1	0,026	0,001	0,027	276,400	272,40	4,00	10237,04	10476,92	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
262	УФПС Ханты-Мансийского автономного округа -Югра-филиал ФГУП "Почта России", 2 мкр., 27, Гараж	ЦК-1	0,088	0,003	0,091	299,400	287,40	12,00	3290,11	3265,91	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
263	ИП Алиев Чингиз Гиммат оглы, 7 мкр., 27, Магазин "УРАЛОЧКА"	ЦК-1	0,041	0,002	0,043	284,400	272,40	12,00	6613,95	6643,90	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
264	ИП Друзенко Диана Афанасьевна, 1 мкр., 27/1, магазин " Имидж"	ЦК-1	0,017	0,001	0,018	276,400	272,40	4,00	15355,56	16023,53	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
265	ООО УК "СибСпецСтрой", 11 мкр., 28, жилой дом 11-28 с 01.10.14г.	ЦК-1	0,108	0,034	0,142	523,400	294,60	228,80	3685,92	2727,78	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
266	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 28, жилой дом12-28	ЦК-1	0,285	0,077	0,362	911,200	399,80	511,40	2517,13	1402,81	6641,56	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
267	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 28, Жилой дом13-28	ЦК-1	0,112	0,034	0,146	523,400	294,60	228,80	3584,93	2630,36	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
268	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 28, жилой дом16-28	ЦК-1	0,037	0,011	0,048	434,200	272,40	161,80	9045,83	7362,16	14709,09	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
269	МБОУ "СОШ №5", 2 мкр., 28, Детский сад №12	ЦК-1	0,266	0,065	0,331	853,000	384,00	469,00	2577,04	1443,61	7215,38	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
270	МБОУ "СОШ №6", 8 мкр., 28, школа №6	ЦК-1	0,543	0,042	0,585	678,458	427,46	251,00	1159,76	787,22	5976,19	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
271	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 29, жилой дом 1-29	ЦК-1	0,251	0,033	0,284	606,000	384,00	222,00	2133,80	1529,88	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
272	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 29, жилой дом13-29	ЦК-1	0,075	0,018	0,093	458,400	282,80	175,60	4929,03	3770,67	9755,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
273	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 29, жилой дом 16-29	ЦК-1	0,112	0,032	0,144	516,600	294,60	222,00	3587,50	2630,36	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
274	МБОУ "СОШ №5", 2 мкр., 29, Школа №5	ЦК-1	0,601	0,039	0,640	729,946	488,35	241,60	1140,54	812,56	6194,87	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
275	МАДОУ "Детский сад №20 "Золушка", 8 А мкр., 29, Детский сад №20	ЦК-1	0,287	0,031	0,318	615,800	399,80	216,00	1936,48	1393,03	6967,74	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
276	ООО "Объстрой", 15 мкр., 2стр, стр.ж.дом	ЦК-1	0,940	0,064	1,004	1684,910	1215,91	469,00	1678,20	1293,52	7328,13	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
277	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 3, жилой дом 1-3	ЦК-1	0,135	0,040	0,175	543,400	301,80	241,60	3105,14	2235,56	6040,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
278	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 3, Жилой дом13-3	ЦК-1	0,218	0,046	0,264	758,400	356,40	402,00	2872,73	1634,86	8739,13	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
279	ООО "ЮСК", 15 мкр., 3, жилой дом 15-3 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,113	0,014	0,127	462,800	294,60	168,20	3644,09	2607,08	12014,29	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
280	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 3, жилой дом 2-3	ЦК-1	0,515	0,038	0,553	669,058	427,46	241,60	1209,87	830,02	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
281	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 3, жилой дом 3-3	ЦК-1	0,261	0,032	0,293	606,000	384,00	222,00	2068,26	1471,26	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
282	УФПС Ханты-Мансийского автономного округа -Югра- филиал ФГУП "Почта России", 5 мкр., 3, ОПС-1 (5-3-15)	ЦК-1	0,006	0,001	0,007	276,400	272,40	4,00	39485,71	45400,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
283	ОАО "ЖЭУ-2", 5 мкр., 3, жилой дом 5-3	ЦК-1	0,355	0,030	0,385	652,000	436,00	216,00	1693,51	1228,17	7200,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
284	ОАО "ЖЭУ №5", пер.Восточный, 3, жил.дом п.Восточный-3 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,019	0,007	0,026	428,000	272,40	155,60	16461,54	14336,84	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
285	ОАО "Теплосетьмонтаж", Строителей, 3, общежитие	ЦК-1	0,045	0,005	0,050	296,400	272,40	24,00	5928,00	6053,33	4800,00	Электрические водонагреватели	2019
286	ОАО "ЖЭУ №5", ул. Жилая (ОБПТОиК), 3, жил.дом Жилая (обптоик-3) с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,035	0,010	0,045	434,200	272,40	161,80	9648,89	7782,86	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
287	Муниципальное казенное учреждение "Управление учета и отчетности образовательных учреждений", 1 мкр., 30, администр.здание	ЦК-1	0,087	0,003	0,090	299,400	287,40	12,00	3326,67	3303,45	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
288	ИП Добровольская О.С., 12 мкр., 30, магазин "У бабушки Оли"	ЦК-1	0,035	0,001	0,036	276,400	272,40	4,00	7677,78	7782,86	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
289	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 30, жилой дом13-30	ЦК-1	0,075	0,020	0,095	465,200	282,80	182,40	4896,84	3770,67	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
290	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 30, жилой дом16-30	ЦК-1	0,032	0,009	0,041	428,000	272,40	155,60	10439,02	8512,50	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
291	ООО "РОСНефтеТранс", 1 мкр., 31, гостиница "Рассвет"	ЦК-1	0,400	0,050	0,450	784,000	357,80	426,20	1742,22	894,50	8524,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
292	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 31, жилой дом13-31	ЦК-1	0,112	0,037	0,149	529,400	294,60	234,80	3553,02	2630,36	6345,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
293	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 31, жилой дом 16-31	ЦК-1	0,111	0,038	0,149	536,200	294,60	241,60	3598,66	2654,05	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
294	МБДОУ "Детский сад №13 "Чебурашка", 2 мкр., 31, Детский сад №13	ЦК-1	0,304	0,024	0,328	589,000	399,80	189,20	1795,73	1315,13	7883,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
295	МБОУ "СОКШ №4", 7 мкр., 31, Школа №4	ЦК-1	0,309	0,028	0,337	609,000	399,80	209,20	1807,12	1293,85	7471,43	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
296	МБДОУ "Детский сад №1 "Рябинка", 9 мкр., 31, Детский сад №1	ЦК-1	0,252	0,022	0,274	573,200	384,00	189,20	2091,97	1523,81	8600,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
297	ООО "ЮСК", 11 мкр., 32, жилой дом 11-32 с 01.03.14	ЦК-1	0,069	0,030	0,099	498,800	282,80	216,00	5038,38	4098,55	7200,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
298	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 32, жилой дом13-32	ЦК-1	0,246	0,037	0,283	598,800	364,00	234,80	2115,90	1479,67	6345,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
299	ООО УК "Сибирский дом", 14 мкр., 32, жил.дом 14-32 с 01.07.07	ЦК-1	0,149	0,079	0,228	828,200	316,80	511,40	3632,46	2126,17	6473,42	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
300	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 32, жилой дом16-32	ЦК-1	0,112	0,037	0,149	529,400	294,60	234,80	3553,02	2630,36	6345,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
301	ООО "Юником", 2 мкр., 32, административное здание	ЦК-1	0,250	0,002	0,252	396,000	384,00	12,00	1571,43	1536,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
302	ОАО "Силуэт", 1 мкр., 33, дом быта "Силуэт"	ЦК-1	0,147	0,002	0,149	328,800	316,80	12,00	2206,71	2155,10	6000,00	Электрические водонагреватели	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
303	ООО "ЖЭУ №5", 11 Б мкр., 33, жилой дом 116-33 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,059	0,017	0,076	452,800	277,20	175,60	5957,89	4698,31	10329,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
304	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 33, жилой дом12-33	ЦК-1	0,112	0,028	0,140	503,800	294,60	209,20	3598,57	2630,36	7471,43	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
305	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 33, жилой дом13-33	ЦК-1	0,270	0,034	0,304	612,800	384,00	228,80	2015,79	1422,22	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
306	ОАО "ЖЭУ №6", 14 мкр., 33, жилой дом14-33	ЦК-1	0,093	0,028	0,121	496,600	287,40	209,20	4104,13	3090,32	7471,43	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
307	ЦПК НК "Роснефть" НКИ", 16 мкр., 33, уч. Корпус главный	ЦК-1	0,468	0,067	0,535	865,807	396,81	469,00	1618,33	847,88	7000,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
308	ООО "Капитал Инвест", 2 мкр., 33, магазин "Европа"	ЦК-1	0,267	0,026	0,293	593,200	384,00	209,20	2024,57	1438,20	8046,15	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
309	ООО "Капитал Инвест", 2 мкр., 33/2, ТРК "Юганск"	ЦК-1	0,085	0,014	0,099	451,000	282,80	168,20	4555,56	3327,06	12014,29	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
310	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 34, жилой дом12-34	ЦК-1	0,112	0,033	0,145	516,600	294,60	222,00	3562,76	2630,36	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
311	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 34, жилой дом13-34	ЦК-1	0,110	0,033	0,143	516,600	294,60	222,00	3612,59	2678,18	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
312	Бюджетное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа-Югры "Нефтеюганская городская стоматологическая поликлиника", 16 А мкр., 34, стоматологическая пол-ка №3	ЦК-1	0,138	0,027	0,165	517,000	307,80	209,20	3133,33	2230,43	7748,15	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
313	ИП Шеленберг Анастасия Юрьевна, 4 мкр, 34, администр.здание	ЦК-1	0,034	0,002	0,036	284,400	272,40	12,00	7900,00	8011,76	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
314	МБУ ДО "СДЮСШОР по биатлону", 9 мкр., 34, отделение хоккея с шайбой	ЦК-1	0,092	0,004	0,096	311,400	287,40	24,00	3243,75	3123,91	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
315	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 35, жилой дом12-35	ЦК-1	0,112	0,034	0,146	523,400	294,60	228,80	3584,93	2630,36	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
316	ООО УК "Сибирский дом", 13 мкр., 35, жилой дом13-35 с 11.11.2010г.	ЦК-1	0,414	0,071	0,485	847,000	357,80	489,20	1746,39	864,25	6890,14	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
317	ЧОУ "Нефтеюганская православная гимназия", 4 мкр., 35, гимназия тех.усл.142-12от 2012г	ЦК-1	0,130	0,013	0,143	470,000	301,80	168,20	3286,71	2321,54	12938,46	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
318	ООО УК "Сибирский дом", 14 мкр., 35а, жилой дом14-35а с 01.08.13г.	ЦК-1	0,207	0,029	0,236	565,200	349,20	216,00	2394,92	1686,96	7448,28	ИТП с одноступенчатой схемой	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
319	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 36, жилой дом12-36	ЦК-1	0,111	0,036	0,147	523,400	294,60	228,80	3560,54	2654,05	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
320	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 36, жилой дом13-36	ЦК-1	0,246	0,038	0,284	605,600	364,00	241,60	2132,39	1479,67	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
321	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 36, жилой дом16-36	ЦК-1	0,188	0,058	0,246	786,800	340,20	446,60	3198,37	1809,57	7700,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
322	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 37, жилой дом12-37	ЦК-1	0,198	0,046	0,244	742,200	340,20	402,00	3041,80	1718,18	8739,13	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
323	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 37, жилой дом13-37	ЦК-1	0,246	0,038	0,284	605,600	364,00	241,60	2132,39	1479,67	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
324	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 37, жилой дом16-37	ЦК-1	0,111	0,035	0,146	523,400	294,60	228,80	3584,93	2654,05	6537,14	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
325	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 37, жилой дом 4-37	ЦК-1	0,056	0,003	0,059	289,200	277,20	12,00	4901,69	4950,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
326	ООО "ЮганскТоргСервис", Сургутская, 37, новое АБК	ЦК-1	0,223	0,001	0,224	360,400	356,40	4,00	1608,93	1598,21	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
327	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 38, жилой дом12-38	ЦК-1	0,073	0,019	0,092	465,200	282,80	182,40	5056,52	3873,97	9600,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
328	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 38, жилой дом13-38	ЦК-1	0,038	0,007	0,045	428,000	272,40	155,60	9511,11	7168,42	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
329	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 38, жилой дом16-38	ЦК-1	0,111	0,038	0,149	536,200	294,60	241,60	3598,66	2654,05	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
330	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 38, жилой дом 4-38	ЦК-1	0,058	0,001	0,059	281,200	277,20	4,00	4766,10	4779,31	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
331	Муниципальное бюджетное учреждение культуры "Культурно-досуговый комплекс", 10 мкр., 39, МЦ "Юность" (10мкр-39)	ЦК-1	0,199	0,005	0,204	364,200	340,20	24,00	1785,29	1709,55	4800,00	Электрические водонагреватели	2019
332	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 39, жилой дом 12-39	ЦК-1	0,167	0,056	0,223	770,600	324,00	446,60	3455,61	1940,12	7975,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
333	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 39, жилой дом13-39	ЦК-1	0,112	0,040	0,152	536,200	294,60	241,60	3527,63	2630,36	6040,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
334	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 39, жилой дом16-39	ЦК-1	0,032	0,007	0,039	428,000	272,40	155,60	10974,36	8512,50	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
335	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 39, жилой дом 4-39	ЦК-1	0,056	0,001	0,057	281,200	277,20	4,00	4933,33	4950,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
336	Чупин Сергей Анатольевич, Строителей, 3А/2,	ЦК-1	0,128	0,002	0,130	313,800	301,80	12,00	2413,85	2357,81	6000,00	Электрические водонагреватели	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
	Производственный корпус "Столовая"												
337	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 4, жилой дом 1-4	ЦК-1	0,138	0,048	0,186	709,800	307,80	402,00	3816,13	2230,43	8375,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
338	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 4, жилой дом16-4	ЦК-1	0,111	0,032	0,143	516,600	294,60	222,00	3612,59	2654,05	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
339	МБУЦФКиС "Жемчужина Югры", 2 а мкр-н, 4, нежилое здание	ЦК-1	4,390	0,868	5,258	8549,597	3541,28	5008,32	1626,02	806,67	5769,95	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
340	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 4, жилой дом 2-4	ЦК-1	0,146	0,086	0,232	877,993	316,80	561,19	3784,45	2169,86	6525,50	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
341	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 4, жилой дом 3-4	ЦК-1	0,280	0,034	0,314	612,800	384,00	228,80	1951,59	1371,43	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
342	ОАО "ЖЭУ-2", 5 мкр., 4, жилой дом 5-4	ЦК-1	0,414	0,067	0,481	826,800	357,80	469,00	1718,92	864,25	7000,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
343	ОАО "ЖЭУ№5", пер.Восточный, 4, жилой дом п.Восточный-4 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,044	0,007	0,051	428,000	272,40	155,60	8392,16	6190,91	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
344	ООО "ЖЭУ№5", ПНМК-6, 4, ж. дом ПНМК-6-4 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,056	0,017	0,073	452,800	277,20	175,60	6202,74	4950,00	10329,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
345	ООО "РОСНефтеТранс", Сургутская, 4, склад №25	ЦК-1	0,164	0,005	0,169	348,000	324,00	24,00	2059,17	1975,61	4800,00	Электрические водонагреватели	2019
346	ООО "МОНАРХ", 13 мкр., 4/1, Гостиница	ЦК-1	0,843	0,094	0,937	1239,109	634,57	604,54	1322,42	752,75	6431,29	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
347	МКУ КХ "СЕЗ", Строителей, 4/1, АБК	ЦК-1	0,165	0,001	0,166	328,000	324,00	4,00	1975,90	1963,64	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
348	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 40, жилой дом12-40	ЦК-1	0,112	0,038	0,150	536,200	294,60	241,60	3574,67	2630,36	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
349	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 40, жилой дом13-40	ЦК-1	0,075	0,023	0,098	472,000	282,80	189,20	4816,33	3770,67	8226,09	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
350	ООО УК "Сибирский дом", 14 мкр., 40,строен.пом.14-40 Уз.№4	ЦК-1	0,073	0,001	0,074	286,800	282,80	4,00	3875,68	3873,97	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
351	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 40, жилой дом 4-40	ЦК-1	0,056	0,003	0,059	289,200	277,20	12,00	4901,69	4950,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
352	ООО "УК Лучший дом", 11 А мкр. ул.Спортивная, 41, жил.дом (11А, Спортив.-41с 01.07.17г)	ЦК-1	0,052	0,023	0,075	466,400	277,20	189,20	6218,67	5330,77	8226,09	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
353	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 41, жилой дом12-41	ЦК-1	0,056	0,020	0,076	459,600	277,20	182,40	6047,37	4950,00	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
354	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 41, жилой дом13-41	ЦК-1	0,112	0,041	0,153	545,600	294,60	251,00	3566,01	2630,36	6121,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
355	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 42, жилой дом12-42	ЦК-1	0,112	0,040	0,152	536,200	294,60	241,60	3527,63	2630,36	6040,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
356	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 42, жилой дом13-42	ЦК-1	0,111	0,045	0,156	696,600	294,60	402,00	4465,38	2654,05	8933,33	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
357	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 42, жилой дом16-42	ЦК-1	0,144	0,036	0,180	536,600	307,80	228,80	2981,11	2137,50	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
358	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 43, жилой дом12-43	ЦК-1	0,217	0,058	0,275	803,000	356,40	446,60	2920,00	1642,40	7700,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
359	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 43, жилой дом13-43	ЦК-1	0,166	0,055	0,221	750,200	324,00	426,20	3394,57	1951,81	7749,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
360	МАДОУ "Детский сад №9 "Радуга", 14 мкр., 43, детский сад №9	ЦК-1	0,754	0,034	0,788	808,685	579,89	228,80	1026,25	769,08	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
361	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 43, жилой дом 4-43	ЦК-1	0,056	0,005	0,061	301,200	277,20	24,00	4937,70	4950,00	4800,00	Электрические водонагреватели	2020
362	Муниципальное казенное учреждение "Управление капитального строительства", 16 мкр., 43/2, офис	ЦК-1	0,009	0,001	0,010	276,400	272,40	4,00	27640,00	30266,67	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
363	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 44, жилой дом 11-44 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,044	0,009	0,053	428,000	272,40	155,60	8075,47	6190,91	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
364	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 44, жилой дом 12-44	ЦК-1	0,115	0,033	0,148	516,600	294,60	222,00	3490,54	2561,74	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
365	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 44, жилой дом13-44	ЦК-1	0,111	0,040	0,151	536,200	294,60	241,60	3550,99	2654,05	6040,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
366	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 44, жилой дом 4-44	ЦК-1	0,057	0,001	0,058	281,200	277,20	4,00	4848,28	4863,16	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
367	ООО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 45, жилой дом11а-45 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,054	0,019	0,073	459,600	277,20	182,40	6295,89	5133,33	9600,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
368	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 45, жилой дом 12-45	ЦК-1	0,116	0,039	0,155	536,200	294,60	241,60	3459,35	2539,66	6194,87	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
369	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 45, жилой дом13-45	ЦК-1	0,171	0,059	0,230	770,600	324,00	446,60	3350,43	1894,74	7569,49	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
370	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 45, жилой дом16-45	ЦК-1	0,200	0,047	0,247	742,200	340,20	402,00	3004,86	1701,00	8553,19	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
371	МБОУ "ШКОЛА РАЗВИТИЯ №24", 13 мкр., 46, Детский сад №8	ЦК-1	0,242	0,026	0,268	573,200	364,00	209,20	2138,81	1504,13	8046,15	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
372	ООО УК "СибСпецСтрой", 11 Б мкр., 47, жилой дом 116-47	ЦК-1	0,021	0,008	0,029	428,000	272,40	155,60	14758,62	12971,43	19450,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
373	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 47, жилой дом13-47	ЦК-1	0,111	0,032	0,143	516,600	294,60	222,00	3612,59	2654,05	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
374	ООО "Возрождение", 14 мкр., 47, торговый центр	ЦК-1	0,100	0,018	0,118	463,000	287,40	175,60	3923,73	2874,00	9755,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
375	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 48, жилой дом 11-48 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,035	0,009	0,044	428,000	272,40	155,60	9727,27	7782,86	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
376	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 48, жилой дом13-48	ЦК-1	0,112	0,036	0,148	523,400	294,60	228,80	3536,49	2630,36	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
377	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 48, жилой дом 4-48	ЦК-1	0,057	0,005	0,062	301,200	277,20	24,00	4858,06	4863,16	4800,00	Электрические водонагреватели	2020
378	АО "Нефтеюганск-Сервис", 11 мкр., 49, гостиница "Северная" (Акт № 053-15)	ЦК-1	0,087	0,003	0,090	299,400	287,40	12,00	3326,67	3303,45	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
379	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 49, жилой дом13-49	ЦК-1	0,031	0,007	0,038	428,000	272,40	155,60	11263,16	8787,10	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
380	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 5, жилой дом 1-5	ЦК-1	0,262	0,029	0,291	600,000	384,00	216,00	2061,86	1465,65	7448,28	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
381	ИП Фалевич Алексей Николаевич, 13 мкр., 5, магазин "Каприз"	ЦК-1	0,059	0,001	0,060	281,200	277,20	4,00	4686,67	4698,31	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
382	ООО УК "ЮганскСевер", 14 мкр., 5, жилой дом 14-5	ЦК-1	0,188	0,058	0,246	786,800	340,20	446,60	3198,37	1809,57	7700,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
383	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 5, жилой дом16-5	ЦК-1	0,111	0,035	0,146	523,400	294,60	228,80	3584,93	2654,05	6537,14	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
384	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 5, жилой дом 3-5	ЦК-1	0,164	0,057	0,221	770,600	324,00	446,60	3486,88	1975,61	7835,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
385	ОАО "ЖЭУ-2", 5 мкр., 5, жилой дом 5-5	ЦК-1	0,403	0,052	0,455	784,000	357,80	426,20	1723,08	887,84	8196,15	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
386	ИП Фалевич Алексей Николаевич, Мира, 5, ТД"Северянка"	ЦК-1	0,190	0,001	0,191	344,200	340,20	4,00	1802,09	1790,53	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
387	ООО "Междуречье", Набережная, 5, общежитие №1	ЦК-1	0,050	0,004	0,054	296,400	272,40	24,00	5488,89	5448,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
388	ОАО "ЖЭУ№5", пер.Восточный, 5, жил.дом п.Восточный-5 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,019	0,002	0,021	284,400	272,40	12,00	13542,86	14336,84	6000,00	Электрические водонагреватели	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
389	ОАО "ЖЭУ№5", ПНМК-6, 5, жилой дом ПНМК-6-5 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,035	0,004	0,039	296,400	272,40	24,00	7600,00	7782,86	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
390	ООО "Обьстрой", Промзона, 5, магазин, нежилое здание стр 11	ЦК-1	0,020	0,001	0,021	276,400	272,40	4,00	13161,90	13620,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
391	ООО "Обьстрой", Промзона, 5, общежитие вахт. Перевозок стр11/4	ЦК-1	0,054	0,005	0,059	301,200	277,20	24,00	5105,08	5133,33	4800,00	Электрические водонагреватели	2020
392	ИП Красавина Лариса Михайловна, 2 мкр., 5/1, кафе	ЦК-1	0,100	0,032	0,132	509,400	287,40	222,00	3859,09	2874,00	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
393	ИП Фалевич Алексей Николаевич, Мира, 5/1, магазин "Олимп"	ЦК-1	0,050	0,001	0,051	276,400	272,40	4,00	5419,61	5448,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
394	Филиал Макрорегион Западная Сибирь" ООО ИК "СИБИНТЕК", Нефтяников, 5/9, Приток-РММ	ЦК-1	0,383	0,001	0,384	361,800	357,80	4,00	942,19	934,20	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
395	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 50, жилой дом13-50	ЦК-1	0,112	0,033	0,145	516,600	294,60	222,00	3562,76	2630,36	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
396	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 50, жилой дом 6-50	ЦК-1	0,066	0,007	0,073	432,800	277,20	155,60	5928,77	4200,00	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
397	Управление Федеральной службы судебных приставов по Ханты-Мансийскому автономному округу - Югре, 7 мкр., 51, Офис- 1 этаж	ЦК-1	0,031	0,001	0,032	276,400	272,40	4,00	8637,50	8787,10	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
398	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 52, жилой дом13-52	ЦК-1	0,111	0,031	0,142	510,600	294,60	216,00	3595,77	2654,05	6967,74	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
399	ОАО "ЖЭУ №6", 16 А мкр., 52, жилой дом16а-52	ЦК-1	0,203	0,053	0,256	766,400	340,20	426,20	2993,75	1675,86	8041,51	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
400	Управление Судебного департамента в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, 7 мкр., 52, АБК	ЦК-1	0,187	0,002	0,189	345,000	333,00	12,00	1825,40	1780,75	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
401	ТСЖ "Соседи", 12 мкр., 53, жилой дом 12-53 (Ввод №2)	ЦК-1	0,170	0,050	0,220	750,200	324,00	426,20	3410,00	1905,88	8524,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
402	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 53, жилой дом13-53	ЦК-1	0,112	0,032	0,144	516,600	294,60	222,00	3587,50	2630,36	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
403	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 54, жилой дом 12-54	ЦК-1	0,028	0,009	0,037	428,000	272,40	155,60	11567,57	9728,57	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
404	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 54, жилой дом13-54	ЦК-1	0,171	0,070	0,241	813,200	324,00	489,20	3374,27	1894,74	6988,57	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
405	ОАО "ЖЭУ №6", 16 А мкр., 54, жилой дом16а-54	ЦК-1	0,186	0,094	0,280	937,542	333,00	604,54	3348,36	1790,32	6431,29	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
												схемой ГВС на весь дом	
406	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 54, жилой дом 6-54	ЦК-1	0,270	0,067	0,337	853,000	384,00	469,00	2531,16	1422,22	7000,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
407	ООО "Ермак", 7 мкр., 54, магазин "Ермак"	ЦК-1	0,100	0,004	0,104	311,400	287,40	24,00	2994,23	2874,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
408	ООО "Ермак", 7 мкр., 54, Иванова-банк	ЦК-1	0,049	0,001	0,050	276,400	272,40	4,00	5528,00	5559,18	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
409	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 55, жилой дом13-55	ЦК-1	0,164	0,051	0,215	750,200	324,00	426,20	3489,30	1975,61	8356,86	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
410	ОАО "ЖЭУ №6", 16 А мкр., 55, жилой дом16а-55	ЦК-1	0,112	0,036	0,148	523,400	294,60	228,80	3536,49	2630,36	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
411	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 56, жилой дом12-56	ЦК-1	0,179	0,053	0,232	759,200	333,00	426,20	3272,41	1860,34	8041,51	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
412	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 56, жилой дом13-56	ЦК-1	0,111	0,032	0,143	516,600	294,60	222,00	3612,59	2654,05	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
413	ОАО "ЖЭУ №6", 16 А мкр., 56, жилой дом16а-56	ЦК-1	0,112	0,040	0,152	536,200	294,60	241,60	3527,63	2630,36	6040,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
414	ОАО "ЖЭУ-2", 5 мкр., 56, жилой дом 5-56	ЦК-1	0,057	0,010	0,067	439,000	277,20	161,80	6552,24	4863,16	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
415	ООО "Сибирский Двор и К", 13 мкр., 56А, жилой дом 13-56А с 01.08.16	ЦК-1	0,063	0,028	0,091	486,400	277,20	209,20	5345,05	4400,00	7471,43	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
416	ОАО "ЖЭУ №6", 16 А мкр., 57, жилой дом16а-57	ЦК-1	0,111	0,033	0,144	516,600	294,60	222,00	3587,50	2654,05	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
417	ИП Советов Николай Долматович, 4 мкр., 58, магазин "Снежинка" -гвс закр акт от 08.02.17	ЦК-1	0,032	0,001	0,033	276,400	272,40	4,00	8375,76	8512,50	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
418	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 59, жилой дом 12-59	ЦК-1	0,027	0,009	0,036	428,000	272,40	155,60	11888,89	10088,89	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
419	ООО "ЮганскСевер", 15 мкр., 5А, жилой дом 15-5А с 01.01.14г.	ЦК-1	0,244	0,065	0,309	833,000	364,00	469,00	2695,79	1491,80	7215,38	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
420	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 6, жилой дом 1-6	ЦК-1	0,257	0,032	0,289	606,000	384,00	222,00	2096,89	1494,16	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
421	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 6, Жилой дом13-6	ЦК-1	0,149	0,032	0,181	538,800	316,80	222,00	2976,80	2126,17	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
422	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 6, жилой дом 16-6	ЦК-1	0,076	0,028	0,104	492,000	282,80	209,20	4730,77	3721,05	7471,43	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
423	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 6, жилой дом 2-6	ЦК-1	0,219	0,057	0,276	803,000	356,40	446,60	2909,42	1627,40	7835,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
424	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 6, жилой дом 3-6	ЦК-1	0,171	0,057	0,228	770,600	324,00	446,60	3379,82	1894,74	7835,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
425	ОАО "ЖЭУ-2", 5 мкр., 6, жилой дом 5-6	ЦК-1	0,473	0,055	0,528	823,007	396,81	426,20	1558,73	838,92	7749,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
426	ООО "Междуречье", Набережная, 6, общежитие №2	ЦК-1	0,044	0,003	0,047	284,400	272,40	12,00	6051,06	6190,91	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
427	ИП Бондаренко Сергей Андреевич, проезд 5-П, 6/1, склад	ЦК-1	0,191	0,010	0,201	502,000	340,20	161,80	2497,51	1781,15	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
428	ИП Серёгина Анжела Владимировна, 12 мкр., 61, магазин "Водолей"	ЦК-1	0,111	0,002	0,113	306,600	294,60	12,00	2713,27	2654,05	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
429	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 61, жилой дом 13-61	ЦК-1	0,111	0,033	0,144	516,600	294,60	222,00	3587,50	2654,05	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
430	Муниципальное бюджетное учреждение культуры "Центр национальных культур", 11 мкр., 62, МУ "Центр нац.культуры"	ЦК-1	0,203	0,002	0,205	352,200	340,20	12,00	1718,05	1675,86	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
431	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 62, жилой дом 13-62	ЦК-1	0,111	0,034	0,145	523,400	294,60	228,80	3609,66	2654,05	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
432	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 63, жилой дом 13-63	ЦК-1	0,111	0,035	0,146	523,400	294,60	228,80	3584,93	2654,05	6537,14	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
433	БУ Центр социальной помощи семье и детям "Веста", 6 мкр., 63, Дом соц.поддержки "Солнышко"	ЦК-1	0,179	0,003	0,182	345,000	333,00	12,00	1895,60	1860,34	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
434	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 64, жилой дом 13-64	ЦК-1	0,110	0,029	0,139	510,600	294,60	216,00	3673,38	2678,18	7448,28	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
435	МБДОУ "Детский сад №10"Гусельки", 6 мкр., 64, Детский сад №7	ЦК-1	0,245	0,023	0,268	553,200	364,00	189,20	2064,18	1485,71	8226,09	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
436	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 65, жилой дом 13-65	ЦК-1	0,140	0,186	0,326	2027,424	307,80	1719,62	6219,09	2198,57	9245,29	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
437	МБОУ "Начальная школа №15", 16 А мкр., 65, Нач.школа №15	ЦК-1	0,541	0,042	0,583	678,458	427,46	251,00	1163,74	790,13	5976,19	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
438	ОАО "ЖЭУ-2", 5 мкр., 65, жилой дом 5-65	ЦК-1	0,110	0,014	0,124	462,800	294,60	168,20	3732,26	2678,18	12014,29	ИТП с одноступенчатой схемой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
439	МБОУ "СОШ №2 им.А.И. Исаевой ", 5 мкр., 66/2, столовая	ЦК-1	0,073	0,042	0,115	533,800	282,80	251,00	4641,74	3873,97	5976,19	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
440	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 67, жилой дом13-67	ЦК-1	0,182	0,044	0,226	735,000	333,00	402,00	3252,21	1829,67	9136,36	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
441	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 67, жилой дом 6-67	ЦК-1	0,057	0,007	0,064	432,800	277,20	155,60	6762,50	4863,16	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
442	ОАО "ЖЭУ№5", Магистральная, 68, жил.дом Магистральная-68 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,008	0,002	0,010	284,400	272,40	12,00	28440,00	34050,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
443	МБОУ "СОШ №10", 13 мкр., 68/1, гараж, мастерские	ЦК-1	0,070	0,020	0,090	465,200	282,80	182,40	5168,89	4040,00	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
444	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 7, жилой дом 1-7	ЦК-1	0,275	0,027	0,302	593,200	384,00	209,20	1964,24	1396,36	7748,15	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
445	ООО "Европа", 10 мкр., 7, магазин "Катюша"	ЦК-1	0,083	0,001	0,084	286,800	282,80	4,00	3414,29	3407,23	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
446	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 7, Жилой дом13-7	ЦК-1	0,035	0,007	0,042	428,000	272,40	155,60	10190,48	7782,86	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
447	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 7, жилой дом 2-7	ЦК-1	0,349	0,040	0,389	677,600	436,00	241,60	1741,90	1249,28	6040,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
448	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 7, жилой дом 3-7	ЦК-1	0,295	0,024	0,319	589,000	399,80	189,20	1846,39	1355,25	7883,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
449	ОАО "ЖЭУ-2", 5 мкр., 7, жилой дом 5-7	ЦК-1	0,114	0,036	0,150	523,400	294,60	228,80	3489,33	2584,21	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
450	АО "Нефтеюганск-Сервис", Мира, 7, Баня (Акт № 046-15)	ЦК-1	0,173	0,206	0,379	2043,624	324,00	1719,62	5392,15	1872,83	8347,69	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
451	Общество с ограниченной ответственностью "Сервис Центр ЭПУ", проезд 5П, 7/1, цех кап.ремонта	ЦК-1	0,486	0,004	0,490	420,807	396,81	24,00	858,79	816,48	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
452	Индивидуальный предприниматель Тихонов Максим Викторович, Сургутская, 7/1, автомойка (акт №175)	ЦК-1	0,063	0,001	0,064	281,200	277,20	4,00	4393,75	4400,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
453	ИП Бондаренко Сергей Андреевич, проезд 5-П, 7/17, гостиница вахтового типа	ЦК-1	0,047	0,046	0,093	674,400	272,40	402,00	7251,61	5795,74	8739,13	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
454	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 70, жилой дом11-70 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,146	0,039	0,185	558,400	316,80	241,60	3018,38	2169,86	6194,87	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
455	ОАО "ЖЭУ №6", 16 А мкр., 70, жилой дом16а-70	ЦК-1	0,112	0,039	0,151	536,200	294,60	241,60	3550,99	2630,36	6194,87	ИТП с одноступенчатой схемой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
456	ОАО "ЖЭУ №6", 16 А мкр., 71, жилой дом16а-71	ЦК-1	0,111	0,036	0,147	523,400	294,60	228,80	3560,54	2654,05	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
457	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 16 А мкр., 72, детская поликлиника	ЦК-1	0,196	0,010	0,206	502,000	340,20	161,80	2436,89	1735,71	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
458	ООО УК "СибСпецСтрой", 11 мкр., 73, жилой дом 11-73с 01.10.13г.	ЦК-1	0,049	0,012	0,061	434,200	272,40	161,80	7118,03	5559,18	13483,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
459	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 74, жилой дом11-74 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,039	0,014	0,053	440,600	272,40	168,20	8313,21	6984,62	12014,29	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
460	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 76, жилой дом 11-76 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,045	0,011	0,056	434,200	272,40	161,80	7753,57	6053,33	14709,09	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
461	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 77, жилой дом 6-77	ЦК-1	0,055	0,009	0,064	432,800	277,20	155,60	6762,50	5040,00	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
462	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 78, жилой дом11-78 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,045	0,015	0,060	440,600	272,40	168,20	7343,33	6053,33	11213,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
463	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 79, жилой дом 11-79 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,046	0,010	0,056	434,200	272,40	161,80	7753,57	5921,74	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
464	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 8, жилой дом 1-8	ЦК-1	0,262	0,029	0,291	600,000	384,00	216,00	2061,86	1465,65	7448,28	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
465	ООО "ЮСК", 11 Б мкр.ул.Школьная, 8, жилой дом 11Б, Школьная-8 с 25.09.16	ЦК-1	0,071	0,002	0,073	294,800	282,80	12,00	4038,36	3983,10	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
466	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 8, жилой дом 12-8	ЦК-1	0,033	0,008	0,041	428,000	272,40	155,60	10439,02	8254,55	19450,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
467	ОАО "ЖЭУ №6", 13 мкр., 8, Жилой дом13-8	ЦК-1	0,220	0,055	0,275	782,600	356,40	426,20	2845,82	1620,00	7749,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
468	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 8, жилой дом 2-8	ЦК-1	0,260	0,032	0,292	606,000	384,00	222,00	2075,34	1476,92	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
469	МБУК "Городская библиотека", 2а мкр., 8, Городская библиотека	ЦК-1	0,660	0,068	0,728	1008,197	519,00	489,20	1384,89	786,36	7194,12	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
470	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 8, жилой дом 3-8	ЦК-1	0,254	0,025	0,279	587,200	384,00	203,20	2104,66	1511,81	8128,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
471	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 8, жилой дом 4-8	ЦК-1	0,059	0,004	0,063	301,200	277,20	24,00	4780,95	4698,31	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
472	ОАО "ЖЭУ-2", 5 мкр., 8, жилой дом 5-8	ЦК-1	0,250	0,038	0,288	625,600	384,00	241,60	2172,22	1536,00	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
473	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 8,7, жилой дом16-8,7	ЦК-1	0,342	0,105	0,447	1065,705	418,40	647,30	2384,13	1223,39	6164,81	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
												схемой ГВС на весь дом	
474	ООО "ЖЭУ№5", 11 Б мкр., 80, жилой дом 116-80 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,051	0,020	0,071	454,800	272,40	182,40	6405,63	5341,18	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
475	ООО "Б-Недвижимость", 6 мкр., 80, ООО "Сервис-Центр-Нефтеюганск"	ЦК-1	0,036	0,002	0,038	284,400	272,40	12,00	7484,21	7566,67	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
476	Собственник Аскеров Ильхам Али оглы, 11 мкр., 80/1, Маг. "Сюрприз"2"	ЦК-1	0,021	0,002	0,023	284,400	272,40	12,00	12365,22	12971,43	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
477	ОАО "ЖЭУ №6", 16 А мкр., 81, жилой дом16а-81	ЦК-1	0,174	0,258	0,432	2043,624	324,00	1719,62	4730,61	1862,07	6665,21	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
478	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 83, жилой дом 6-83	ЦК-1	0,056	0,014	0,070	445,400	277,20	168,20	6362,86	4950,00	12014,29	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
479	Собственник Дремин Виктор Андреевич, 6 мкр., 85, магазин "Купец"	ЦК-1	0,026	0,004	0,030	296,400	272,40	24,00	9880,00	10476,92	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
480	ТСЖ "Северный берег", 16 А мкр., 87, жилой дом 16а-87	ЦК-1	0,068	0,023	0,091	466,400	277,20	189,20	5125,27	4076,47	8226,09	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
481	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 89, жилой дом 11-89 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,014	0,003	0,017	284,400	272,40	12,00	16729,41	19457,14	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
482	ОАО "ЖЭУ №3", 1 мкр., 9, жилой дом 1-9	ЦК-1	0,251	0,033	0,284	606,000	384,00	222,00	2133,80	1529,88	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
483	Бюджетное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа - Югра "Комплексный центр социального обслуживания населения Защита", 11 А мкр., 9, центр соц.реабилитации	ЦК-1	0,105	0,012	0,117	456,400	294,60	161,80	3900,85	2805,71	13483,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
484	ООО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 9, жилой дом 11а-9 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,050	0,015	0,065	440,600	272,40	168,20	6778,46	5448,00	11213,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
485	ООО УК "ЮганскСевер", 15 мкр., 9, жил.дом 15-9	ЦК-1	0,277	0,124	0,401	1160,766	384,00	776,77	2894,68	1386,28	6264,24	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
486	ОАО "ЖЭУ №7", 16 мкр., 9, жилой дом16-9	ЦК-1	0,073	0,020	0,093	465,200	282,80	182,40	5002,15	3873,97	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
487	ОАО "ЖЭУ №3", 2 мкр., 9, жилой дом 2-9	ЦК-1	0,437	0,036	0,473	590,400	361,60	228,80	1248,20	827,46	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
488	ОАО "ЖЭУ №3", 3 мкр., 9, жилой дом 3-9	ЦК-1	0,131	0,039	0,170	543,400	301,80	241,60	3196,47	2303,82	6194,87	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
489	ОАО "ЖЭУ-2", 5 мкр., 9, жилой дом 5-9	ЦК-1	0,387	0,037	0,424	592,600	357,80	234,80	1397,64	924,55	6345,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
490	ИП Калинина Любовь Петровна, Строителей, 9, Помещение банка	ЦК-1	0,089	0,001	0,090	291,400	287,40	4,00	3237,78	3229,21	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
491	Нефтеюганская экспедиция "ООО СГК-Бурение", Сургутская, 9, АБК	ЦК-1	0,088	0,002	0,090	299,400	287,40	12,00	3326,67	3265,91	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
492	ИП Сайтбаталова Рушания Раусовна, Мира, 9/1, маг.Фортуна, кафе Шихан (Акт № 56-14)	ЦК-1	0,045	0,064	0,109	741,400	272,40	469,00	6801,83	6053,33	7328,13	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
493	ООО "ПТ-Сервис", Набережная, 9/1, Речтранс.АБК (ТУ №012-14 по 21.04.19)	ЦК-1	0,060	0,002	0,062	289,200	277,20	12,00	4664,52	4620,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
494	ИП Бондаренко Сергей Андреевич, проезд 5-П, 9/1, склад	ЦК-1	0,113	0,020	0,133	477,000	294,60	182,40	3586,47	2607,08	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
495	ИП Бондаренко Сергей Андреевич, проезд 5-П, 9/2, административно-бытовое здание с теплой стоянкой для авт	ЦК-1	0,060	0,020	0,080	459,600	277,20	182,40	5745,00	4620,00	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
496	ИП Ольшевская Наталья Александровна, Промзона, 9/2, ремонтно-механическая мастерская	ЦК-1	0,089	0,004	0,093	311,400	287,40	24,00	3348,39	3229,21	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
497	ООО "ЖЭУ№5", 11 Б мкр., 97, жилой дом 116-97 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,060	0,015	0,075	445,400	277,20	168,20	5938,67	4620,00	11213,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
498	МБУ ДО "СДЮСШОР ПО ДЗЮДО", Парковая, 9а, Отделение каратэ-до	ЦК-1	0,099	0,002	0,101	299,400	287,40	12,00	2964,36	2903,03	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
499	ООО НПЭФ "Экосервис", 13 мкр., № 27а, административное здание	ЦК-1	0,057	0,013	0,070	445,400	277,20	168,20	6362,86	4863,16	12938,46	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
500	БУ ХМАО-Югры "Дирекция по эксплуатации служебных зданий", 1 микрорайон, зд.30, помещ.судеб.участков мировых судей №1-5	ЦК-1	0,087	0,003	0,090	299,400	287,40	12,00	3326,67	3303,45	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
501	МБУЦФКиС "Жемчужина Югры", 1 мкр., зд.34, Стадион	ЦК-1	0,193	0,050	0,243	766,400	340,20	426,20	3153,91	1762,69	8524,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
502	БУ "Клинический врачебно-физкультурный диспансер", 2а мкр-н, зд.9/2, Больница им.Яцкив В.И.(корпус 2)	ЦК-1	0,139	0,033	0,172	529,800	307,80	222,00	3080,23	2214,39	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
503	БУ "Клинический врачебно-физкультурный диспансер", 2а мкр-н, зд.9/3, центр психологического сопровождения	ЦК-1	0,259	0,032	0,291	606,000	384,00	222,00	2082,47	1482,63	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
504	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 8 мкр., нов., детская поликлиника	ЦК-1	0,689	0,183	0,872	2268,859	549,23	1719,62	2601,90	797,15	9396,85	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
505	МБУ ДО СДЮСШОР "Спартак", 5 мкр., стр 66/2, Отделение тяжелой атлетики	ЦК-1	0,022	0,001	0,023	276,400	272,40	4,00	12017,39	12381,82	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
506	ООО "Застройщик", 7 мкр., стр 9, РоддомГВ гвс, вент откл по письму от 14.10.14	ЦК-1	0,794	0,103	0,897	1281,873	634,57	647,30	1429,07	799,20	6284,51	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
507	МБУ ДО "СДЮСШОР ПО ДЗЮДО", Старый аэропорт, стр.15, Спортивная школа	ЦК-1	0,160	0,028	0,188	526,000	316,80	209,20	2797,87	1980,00	7471,43	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
508	ИП Фалевич Алексей Николаевич, 14 мкр., стр.60, ТЦ "Южный"	ЦК-1	0,181	0,004	0,185	357,000	333,00	24,00	1929,73	1839,78	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
509	АУ "Нефтеюганский политехнический колледж", Нефтяников, стр4, лаб.диспетч.корпус(Т.У 154-11).)	ЦК-1	0,114	0,029	0,143	510,600	294,60	216,00	3570,63	2584,21	7448,28	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
510	ООО "Комсервис", Мамонтовская, строение, административное здание с торговыми помещениями	ЦК-1	0,179	0,030	0,209	549,000	333,00	216,00	2626,79	1860,34	7200,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
511	ООО "СтройКом", 11Б мкр, у ж.д.№3, бытовые помещения	ЦК-1	0,023	0,004	0,027	296,400	272,40	24,00	10977,78	11843,48	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
512	Гражданин Симонян Г.М., Мира, уч.18а, Гаражи - 1 этаж	ЦК-1	0,035	0,034	0,069	501,200	272,40	228,80	7263,77	7782,86	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
513	АО "Аптека №242", 7 мкр., ЦГБ, аптека №242	ЦК-1	0,135	0,006	0,141	325,800	301,80	24,00	2310,64	2235,56	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
514	ОАО "Юганскводоканал", , , р-р алюминия	ЦК-2	0,000	0,013	0,013	168,200	0,00	168,20	12938,46	0,00	12938,46	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
515	ОАО "Юганскводоканал", , , р-р ПАА	ЦК-2	0,000	0,027	0,027	209,200	0,00	209,20	7748,15	0,00	7748,15	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
516	ОАО "Юганскводоканал", , , заправка бойлеров	ЦК-2	0,000	0,017	0,017	175,600	0,00	175,60	10329,41	0,00	10329,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
517	ООО "Гранит", Киевская, , магазин	ЦК-2	0,060	0,030	0,090	493,200	277,20	216,00	5480,00	4620,00	7200,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
518	НГМУП "УС", Парковая, , рмм	ЦК-2	0,264	0,003	0,267	396,000	384,00	12,00	1483,15	1454,55	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
519	ОАО "Юганскводоканал", 7 мкр., 1, РММ-бокс №1	ЦК-2	0,178	0,001	0,179	328,000	324,00	4,00	1832,40	1820,22	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
520	ОАО "Юганскводоканал", 7 мкр., 1, АБК	ЦК-2	0,086	0,001	0,087	291,400	287,40	4,00	3349,43	3341,86	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
521	Филиал Макрорегион Западная Сибирь" ООО ИК "СИБИНТЕК", 10 мкр.Мира, 14, Административное здание стр 14	ЦК-2	0,098	0,001	0,099	291,400	287,40	4,00	2943,43	2932,65	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
522	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 8 А мкр., 16, МУЗ "ВФД"	ЦК-2	0,066	0,001	0,067	281,200	277,20	4,00	4197,01	4200,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
523	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 8 А мкр., 16, женская консультация 1	ЦК-2	0,198	0,012	0,210	502,000	340,20	161,80	2390,48	1718,18	13483,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
524	БУ "Нефтеюганская окружная клиническая больница имени В.И.Яцкив", 8 А мкр., 16, МУЗ "ЦМП"	ЦК-2	0,026	0,001	0,027	276,400	272,40	4,00	10237,04	10476,92	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
525	ООО "РН-Юганскнефтегаз", Жилая, 20, ГВС	ЦК-2		0,080	0,080	790,244	272,40	517,84	9878,05		6473,05	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
526	ООО "РН-Юганскнефтегаз", 7 мкр., 49, административное здание	ЦК-2	0,134	0,003	0,137	313,800	301,80	12,00	2290,51	2252,24	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
527	ООО "Сибирский Двор и К", 7 мкр., 5, жилой дом 7-5 (с 16.05.15г.)	ЦК-2	0,113	0,044	0,157	696,600	294,60	402,00	4436,94	2607,08	9136,36	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
528	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 1, жилой дом 10-1	ЦК-2	0,238	0,047	0,285	766,000	364,00	402,00	2687,72	1529,41	8553,19	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
529	ОАО "ЖЭУ-2", 10"а" мкр, 1, жилой дом 10а-1	ЦК-2	0,763	0,118	0,881	1313,888	579,89	734,00	1491,36	760,01	6220,36	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
530	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 1, Жилой дом 12-1	ЦК-2	0,203	0,052	0,255	766,400	340,20	426,20	3005,49	1675,86	8196,15	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
531	МБУ ДО СДЮСШОР "Спартак", 14 мкр., 1, СК "Олимп"	ЦК-2	1,428	0,106	1,534	1906,563	1215,91	690,65	1242,87	851,48	6515,60	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
532	ООО "Сибирский Двор и К", 6 мкр., 1, жилой дом 6-1 (с 16.05.15г.)	ЦК-2	0,150	0,036	0,186	545,600	316,80	228,80	2933,33	2112,00	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
533	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 1, жилой дом 7-1	ЦК-2	0,289	0,065	0,354	868,800	399,80	469,00	2454,24	1383,39	7215,38	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
534	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 1, жилой дом 8а-1	ЦК-2	0,139	0,014	0,153	476,000	307,80	168,20	3111,11	2214,39	12014,29	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
535	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 1, жилой дом 8-1	ЦК-2	0,152	0,032	0,184	538,800	316,80	222,00	2928,26	2084,21	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
536	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 1, жилой дом 9-1	ЦК-2	0,372	0,052	0,424	862,200	436,00	426,20	2033,49	1172,04	8196,15	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
537	ООО СК "Северстрой", Объездная дорога, 1/1, теплая стоянка №1	ЦК-2	0,241	0,003	0,244	376,000	364,00	12,00	1540,98	1510,37	4000,00	Электрические водонагреватели	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
538	ООО СК "Северстрой", Объездная дорога, 1/2, тепл.стоянка №2	ЦК-2	0,093	0,003	0,096	299,400	287,40	12,00	3118,75	3090,32	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
539	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 10, жилой дом 10-10	ЦК-2	0,285	0,052	0,337	826,000	399,80	426,20	2451,04	1402,81	8196,15	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
540	ОАО "ЖЭУ-2", 5 мкр., 10, жилой дом 5-10	ЦК-2	0,753	0,085	0,838	1141,078	579,89	561,19	1361,67	770,10	6602,27	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
541	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 10, жилой дом 8а-10	ЦК-2	0,146	0,011	0,157	478,600	316,80	161,80	3048,41	2169,86	14709,09	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
542	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 10, жилой дом 8-10	ЦК-2	0,353	0,055	0,408	862,200	436,00	426,20	2113,24	1235,13	7749,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
543	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 10, жилой дом 9-10	ЦК-2	0,392	0,051	0,443	784,000	357,80	426,20	1769,75	912,76	8356,86	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
544	НГМУП "УС", Мира, 10, административно-производственное здание	ЦК-2	0,175	0,015	0,190	492,200	324,00	168,20	2590,53	1851,43	11213,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
545	ООО УК "СибСпецСтрой", 5 мкр., 10а, жилой дом 5-10а	ЦК-2	0,069	0,017	0,086	458,400	282,80	175,60	5330,23	4098,55	10329,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
546	ООО УК "СибСпецСтрой", 5 мкр., 10а, аптека №242	ЦК-2	0,089	0,001	0,090	291,400	287,40	4,00	3237,78	3229,21	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
547	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 11, жилой дом 10-11	ЦК-2	0,274	0,058	0,332	830,600	384,00	446,60	2501,81	1401,46	7700,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
548	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 11, жилой дом12-11	ЦК-2	0,082	0,020	0,102	465,200	282,80	182,40	4560,78	3448,78	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
549	ООО УК "Сибирский дом", 5 мкр., 11, жил.дом 5-11 (Узел №2) с 01.07.09г.	ЦК-2	0,410	0,020	0,430	540,200	357,80	182,40	1256,28	872,68	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
550	ООО УК "Сибирский дом", 5 мкр., 11, жил.дом 5-11 с 01.07.09 (Узел №1)	ЦК-2	0,410	0,020	0,430	540,200	357,80	182,40	1256,28	872,68	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
551	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 11, жилой дом 8-11	ЦК-2	0,410	0,065	0,475	826,800	357,80	469,00	1740,63	872,68	7215,38	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
552	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 11, жилой дом 9-11	ЦК-2	0,671	0,116	0,787	1253,000	519,00	734,00	1592,12	773,47	6327,61	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
553	Филиал ООО "РН-Сервис" в г.Нефтеюганск, Мира, 11, административное здание	ЦК-2	0,203	0,012	0,215	502,000	340,20	161,80	2334,88	1675,86	13483,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
554	Филиал ООО "РН-Сервис", Мира, 11, административное здание	ЦК-2	0,203	0,012	0,215	502,000	340,20	161,80	2334,88	1675,86	13483,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
555	ФКУ "ЦХиСО УМВД России по Ханты-Мансийскому автономному округу - Югре", Сургутская, 11., Адм.здание	ЦК-2	0,132	0,001	0,133	305,800	301,80	4,00	2299,25	2286,36	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
556	ИП Фалевич Алексей Николаевич, 12 мкр., 111, магазин"Меридиан"	ЦК-2	0,090	0,002	0,092	299,400	287,40	12,00	3254,35	3193,33	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
557	ИП Советов Николай Долматович, 12 мкр., 111, магазин "Тройка"	ЦК-2	0,048	0,001	0,049	276,400	272,40	4,00	5640,82	5675,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
558	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 12, жилой дом 10-12	ЦК-2	0,413	0,093	0,506	962,342	357,80	604,54	1901,86	866,34	6500,45	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
559	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 12, жилой дом12-12	ЦК-2	0,537	0,054	0,591	853,658	427,46	426,20	1444,43	796,01	7892,59	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
560	ИП Бахарева Тамара Борисовна, 8 мкр., 12, Парикмахерская "Глория"	ЦК-2	0,003	0,001	0,004	276,400	272,40	4,00	69100,00	90800,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
561	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 12, жилой дом 8-12	ЦК-2	0,161	0,038	0,199	558,400	316,80	241,60	2806,03	1967,70	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
562	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 12, жилой дом 9-12	ЦК-2	0,399	0,066	0,465	826,800	357,80	469,00	1778,06	896,74	7106,06	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
563	Филиал ООО "РН-Сервис" в г.Нефтеюганск, Жилая, 12/1, АБК (Спортзал)	ЦК-2	0,205	0,002	0,207	361,200	349,20	12,00	1744,93	1703,41	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
564	Филиал ООО "РН-Сервис", Жилая, 12/1, АБК (Спортзал)	ЦК-2	0,205	0,002	0,207	361,200	349,20	12,00	1744,93	1703,41	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
565	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 13, жилой дом 10-13	ЦК-2	0,275	0,045	0,320	786,000	384,00	402,00	2456,25	1396,36	8933,33	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
566	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 13, жилой дом 12-13 (1часть)	ЦК-2	0,137	0,034	0,171	536,600	307,80	228,80	3138,01	2246,72	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
567	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 13, жилой дом12-13(2часть)	ЦК-2	0,137	0,034	0,171	536,600	307,80	228,80	3138,01	2246,72	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
568	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 13, жилой дом 8а-13	ЦК-2	0,135	0,010	0,145	463,600	301,80	161,80	3197,24	2235,56	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
569	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 13, жилой дом 8-13	ЦК-2	0,413	0,060	0,473	804,400	357,80	446,60	1700,63	866,34	7443,33	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
570	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 13, жилой дом 9-13	ЦК-2	0,371	0,055	0,426	862,200	436,00	426,20	2023,94	1175,20	7749,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
												схемой ГВС на весь дом	
571	ООО "СУ №905", Нефтяников, 13, общежитие	ЦК-2	0,035	0,004	0,039	296,400	272,40	24,00	7600,00	7782,86	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
572	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 14, жилой дом 8а-14	ЦК-2	0,348	0,031	0,379	634,400	418,40	216,00	1673,88	1202,30	6967,74	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
573	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 14, жилой дом 8-14	ЦК-2	0,283	0,046	0,329	801,800	399,80	402,00	2437,08	1412,72	8739,13	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
574	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 14, жилой дом 9-14	ЦК-2	0,398	0,080	0,478	875,644	357,80	517,84	1831,89	898,99	6473,05	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
575	ООО "Юганскнефтеавтоматика", Киевская, 14, ГИБДД "Берлин - 80"	ЦК-2	0,079	0,001	0,080	286,800	282,80	4,00	3585,00	3579,75	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
576	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 15, жилой дом12-15	ЦК-2	0,083	0,020	0,103	465,200	282,80	182,40	4516,50	3407,23	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
577	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 15, жилой дом 8а-15	ЦК-2	0,213	0,017	0,230	532,000	356,40	175,60	2313,04	1673,24	10329,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
578	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 15, жилой дом 8-15	ЦК-2	0,388	0,035	0,423	586,600	357,80	228,80	1386,76	922,16	6537,14	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
579	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 15, жилой дом 9-15	ЦК-2	0,393	0,071	0,464	847,000	357,80	489,20	1825,43	910,43	6890,14	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
580	МБОУ "СОШ №3", 10 мкр., 16, Начальная школа -сад №3	ЦК-2	0,306	0,032	0,338	621,800	399,80	222,00	1839,64	1306,54	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
581	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 16, жилой дом12-16	ЦК-2	0,115	0,038	0,153	536,200	294,60	241,60	3504,58	2561,74	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
582	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 16, жилой дом 8-16	ЦК-2	0,461	0,070	0,531	855,356	366,16	489,20	1610,84	794,27	6988,57	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
583	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 16, жилой дом 9-16	ЦК-2	0,427	0,041	0,468	612,600	361,60	251,00	1308,97	846,84	6121,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
584	ООО "Центр-Сервис", Мира, 16, АБК	ЦК-2	0,023	0,001	0,024	276,400	272,40	4,00	11516,67	11843,48	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
585	ООО "Ориент", 12 мкр., 17, магазин "Онис"	ЦК-2	0,006	0,001	0,007	276,400	272,40	4,00	39485,71	45400,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
586	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 17, жилой дом12-17	ЦК-2	0,028	0,007	0,035	428,000	272,40	155,60	12228,57	9728,57	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
587	МБОУ "СОШ №8", 8 А мкр., 17, школа	ЦК-2	0,482	0,021	0,503	579,207	396,81	182,40	1151,51	823,25	8685,71	ИТП с одноступенчатой схемой	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
588	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 17, жилой дом 8-17	ЦК-2	0,192	0,061	0,253	786,800	340,20	446,60	3109,88	1771,88	7321,31	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
589	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 17, жилой дом 9-17	ЦК-2	0,643	0,059	0,702	965,597	519,00	446,60	1375,49	807,15	7569,49	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
590	МБОУ "СОШ №8", 8 А мкр., 17/2, мастерские	ЦК-2	0,007	0,002	0,009	284,400	272,40	12,00	31600,00	38914,29	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
591	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 18, жилой дом12-18	ЦК-2	0,099	0,017	0,116	463,000	287,40	175,60	3991,38	2903,03	10329,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
592	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 18, жилой дом 9-18	ЦК-2	0,390	0,069	0,459	847,000	357,80	489,20	1845,32	917,44	7089,86	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
593	Филиал АО "Сибирская Сервисная Компания" Управление цементирования скважин, Жилая, 18а, административное здание	ЦК-2	0,120	0,016	0,136	477,400	301,80	175,60	3510,29	2515,00	10975,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
594	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 19, жилой дом12-19	ЦК-2	0,033	0,009	0,042	428,000	272,40	155,60	10190,48	8254,55	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
595	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 19, жилой дом 8а-19	ЦК-2	0,229	0,031	0,260	572,400	356,40	216,00	2201,54	1556,33	6967,74	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
596	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 19, жилой дом 8-19	ЦК-2	0,483	0,058	0,541	843,407	396,81	446,60	1558,98	821,55	7700,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
597	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 19, жилой дом 9-19	ЦК-2	0,395	0,072	0,467	847,000	357,80	489,20	1813,70	905,82	6794,44	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
598	МБУ ДО СДЮСШОР "Спартак", Жилая, 19, Спортзал "Авангард"	ЦК-2	0,362	0,005	0,367	460,000	436,00	24,00	1253,41	1204,42	4800,00	Электрические водонагреватели	2019
599	ИП Масленников Александр Николаевич, 10 мкр., 1а, Офисное здание	ЦК-2	0,055	0,009	0,064	432,800	277,20	155,60	6762,50	5040,00	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
600	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 2, жилой дом 10-2	ЦК-2	0,260	0,045	0,305	786,000	384,00	402,00	2577,05	1476,92	8933,33	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
601	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 2, жилой дом 12-2	ЦК-2	0,213	0,052	0,265	782,600	356,40	426,20	2953,21	1673,24	8196,15	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
602	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 2, жилой дом 6-2	ЦК-2	0,043	0,011	0,054	434,200	272,40	161,80	8040,74	6334,88	14709,09	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
603	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 2, жилой дом 7-2	ЦК-2	0,080	0,019	0,099	465,200	282,80	182,40	4698,99	3535,00	9600,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
604	ОАО "Юганскводоканал", 7 мкр., 2, водоочистная станция	ЦК-2	1,120	0,001	1,121	1219,910	1215,91	4,00	1088,23	1085,63	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
605	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 2, жилой дом 8а-2	ЦК-2	0,370	0,060	0,430	882,600	436,00	446,60	2052,56	1178,38	7443,33	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
606	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 2, жилой дом 8-2	ЦК-2	0,389	0,035	0,424	586,600	357,80	228,80	1383,49	919,79	6537,14	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
607	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 2, жилой дом 9-2	ЦК-2	0,439	0,067	0,506	830,600	361,60	469,00	1641,50	823,69	7000,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
608	ООО "РН-Юганскнефтегаз", Парковая, 2, Адм.здание УМТО	ЦК-2	0,148	0,001	0,149	320,800	316,80	4,00	2153,02	2140,54	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
609	ООО "ЮрскНефть", ул.Киевская, 2, админ.здание (Акт №150-16 от 18.06.16)	ЦК-2	0,327	0,003	0,330	430,400	418,40	12,00	1304,24	1279,51	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
610	ИП Нуралиев Сеймур Гурбан оглы, 11 А мкр., Березовая, 2/1, маг.прод."Елена"(Акт № 05-12 от23.10.12)	ЦК-2	0,029	0,002	0,031	284,400	272,40	12,00	9174,19	9393,10	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
611	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 20, жилой дом 10-20	ЦК-2	0,224	0,033	0,257	578,400	356,40	222,00	2250,58	1591,07	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
612	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 20, жилой дом 8а-20	ЦК-2	0,229	0,036	0,265	585,200	356,40	228,80	2208,30	1556,33	6355,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
613	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 20, жилой дом 8-20	ЦК-2	0,355	0,069	0,424	925,200	436,00	489,20	2182,08	1228,17	7089,86	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
614	ООО "Планета", 8 мкр., 20, супермаркет "Ренессанс"	ЦК-2	0,023	0,004	0,027	296,400	272,40	24,00	10977,78	11843,48	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
615	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 20, жилой дом 9-20	ЦК-2	0,580	0,108	0,688	1148,349	457,70	690,65	1669,11	789,13	6394,94	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
616	Сургутский филиал АО "Тандер", 10 мкр., 21, магазин "Нева"	ЦК-2	0,028	0,001	0,029	276,400	272,40	4,00	9531,03	9728,57	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
617	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 21, жилой дом 10-21	ЦК-2	0,420	0,062	0,482	830,600	361,60	469,00	1723,24	860,95	7564,52	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
618	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 21, жилой дом12-21	ЦК-2	0,170	0,050	0,220	750,200	324,00	426,20	3410,00	1905,88	8524,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
619	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 21, жилой дом 8а-21	ЦК-2	0,227	0,033	0,260	578,400	356,40	222,00	2224,62	1570,04	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
620	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 21, жилой дом 8-21	ЦК-2	0,365	0,061	0,426	882,600	436,00	446,60	2071,83	1194,52	7321,31	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
621	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 21, жилой дом 9-21	ЦК-2	0,356	0,057	0,413	882,600	436,00	446,60	2137,05	1224,72	7835,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
622	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 22, жилой дом 10-22	ЦК-2	0,383	0,064	0,447	826,800	357,80	469,00	1849,66	934,20	7328,13	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
623	МБУ ДО "ДШИ", 11 Б мкр., 22, Детская школа искусств №2	ЦК-2	0,184	0,014	0,198	501,200	333,00	168,20	2531,31	1809,78	12014,29	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
624	Муниципальное автономное учреждение "Центр молодежных инициатив", 3 мкр., 22, МБУ "ЦМИ"	ЦК-2	0,212	0,007	0,219	504,800	349,20	155,60	2305,02	1647,17	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
625	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 22, жилой дом 8а-22	ЦК-2	0,169	0,047	0,216	726,000	324,00	402,00	3361,11	1917,16	8553,19	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
626	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 22, жилой дом 8-22	ЦК-2	0,622	0,086	0,708	1049,539	488,35	561,19	1482,40	785,12	6525,50	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
627	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 22, жилой дом 9-22	ЦК-2	0,625	0,093	0,718	1092,888	488,35	604,54	1522,13	781,35	6500,45	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
628	ООО "РН-Юганскнефтегаз", Нефтяников, 22, АБК РЭС-1 ЮБЭО ул.Нефтяников,22	ЦК-2	0,067	0,001	0,068	281,200	277,20	4,00	4135,29	4137,31	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
629	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 23, жилой дом 10-23	ЦК-2	0,252	0,043	0,295	635,000	384,00	251,00	2152,54	1523,81	5837,21	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
630	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 23, жилой дом 12-23	ЦК-2	0,218	0,047	0,265	758,400	356,40	402,00	2861,89	1634,86	8553,19	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
631	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 23, жилой дом 8-23	ЦК-2	0,353	0,062	0,415	905,000	436,00	469,00	2180,72	1235,13	7564,52	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
632	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 23, жилой дом 9-23	ЦК-2	0,256	0,049	0,305	786,000	384,00	402,00	2577,05	1500,00	8204,08	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
633	Индивидуальный предприниматель Степанов Анатолий Борисович, Жилая, 23/1, автомойка	ЦК-2	0,014	0,001	0,015	276,400	272,40	4,00	18426,67	19457,14	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
634	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 24, жилой дом 10-24	ЦК-2	0,100	0,009	0,109	443,000	287,40	155,60	4064,22	2874,00	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
635	МБОУ "СОШ №13", 13 мкр., 24, НОШ №7	ЦК-2	0,610	0,134	0,744	1308,461	488,35	820,11	1758,68	800,57	6120,26	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
												схемой ГВС на весь дом	
636	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 24, жилой дом 8а-24	ЦК-2	0,162	0,013	0,175	492,200	324,00	168,20	2812,57	2000,00	12938,46	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
637	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 24, жилой дом 9-24	ЦК-2	0,461	0,067	0,528	835,156	366,16	469,00	1581,74	794,27	7000,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
638	ООО "Север-Сервис-М" Филиал "Югория", Нефтяников, 24, АБК (АКТ № 219-16)	ЦК-2	0,028	0,002	0,030	284,400	272,40	12,00	9480,00	9728,57	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
639	ИП Сулейманов Ризван Магоммедали оглы, СУ-62, 24, Столовая	ЦК-2	0,120	0,090	0,210	862,993	301,80	561,19	4109,49	2515,00	6235,47	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
640	БУ ХМАО-Югры "Реабилитационный центр для детей и подростков с ограниченными возможностями "Детство"", 12 мкр., 25, реабилит. центр "Детство"	ЦК-2	0,163	0,010	0,173	485,800	324,00	161,80	2808,09	1987,73	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
641	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 25, жилой дом 8а-25	ЦК-2	0,109	0,007	0,116	450,200	294,60	155,60	3881,03	2702,75	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
642	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 25, жилой дом 9-25	ЦК-2	0,396	0,072	0,468	847,000	357,80	489,20	1809,83	903,54	6794,44	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
643	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 25/1, жилой дом 10-25, ввод №1	ЦК-2	0,359	0,048	0,407	838,000	436,00	402,00	2058,97	1214,48	8375,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
644	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 25/2, жилой дом 10-25, ввод №2	ЦК-2	0,432	0,048	0,480	763,600	361,60	402,00	1590,83	837,04	8375,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
645	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 25Д, жилой дом 7-25д	ЦК-2	0,116	0,013	0,129	462,800	294,60	168,20	3587,60	2539,66	12938,46	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
646	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 26, жилой дом 10-26	ЦК-2	0,655	0,080	0,735	1036,841	519,00	517,84	1410,67	792,36	6473,05	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
647	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 26, жилой дом 8а-26	ЦК-2	0,249	0,040	0,289	625,600	384,00	241,60	2164,71	1542,17	6040,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
648	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 26, жилой дом 9-26	ЦК-2	0,344	0,061	0,405	865,000	418,40	446,60	2135,80	1216,28	7321,31	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
649	ИП Безденежных Елена Викторовна, Жилая, 26, гостиница "Калита"	ЦК-2	0,092	0,022	0,114	476,600	287,40	189,20	4180,70	3123,91	8600,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
650	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 27, жилой дом 10-27	ЦК-2	0,642	0,116	0,758	1253,000	519,00	734,00	1653,03	808,41	6327,61	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
651	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 27, жилой дом 8а-27	ЦК-2	0,250	0,035	0,285	612,800	384,00	228,80	2150,18	1536,00	6537,14	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
652	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 27, жилой дом 8-27	ЦК-2	0,272	0,024	0,296	573,200	384,00	189,20	1936,49	1411,76	7883,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
653	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 27, жилой дом 9-27	ЦК-2	0,325	0,061	0,386	865,000	418,40	446,60	2240,93	1287,38	7321,31	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
654	ООО "ЛИК", Буровиков, 27, магазин "Украина"	ЦК-2	0,066	0,001	0,067	281,200	277,20	4,00	4197,01	4200,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
655	ИП Алиев Габиб Исабала оглы, Кедровая, 27, Магазин "Арго"	ЦК-2	0,017	0,003	0,020	284,400	272,40	12,00	14220,00	16023,53	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
656	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 28, жилой дом 10-28	ЦК-2	0,213	0,073	0,286	845,600	356,40	489,20	2956,64	1673,24	6701,37	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
657	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 28, жилой дом 8а-28	ЦК-2	0,229	0,035	0,264	585,200	356,40	228,80	2216,67	1556,33	6537,14	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
658	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 28, жилой дом 9-28	ЦК-2	0,358	0,037	0,395	670,800	436,00	234,80	1698,23	1217,88	6345,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
659	ООО ТК "Камаз", 11 А мкр., 28/1, РММ	ЦК-2	0,101	0,016	0,117	463,000	287,40	175,60	3957,26	2845,54	10975,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
660	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 29, жилой дом 10-29	ЦК-2	0,443	0,074	0,517	873,000	361,60	511,40	1688,59	816,25	6910,81	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
661	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 29, жилой дом12-29	ЦК-2	0,263	0,065	0,328	853,000	384,00	469,00	2600,61	1460,08	7215,38	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
662	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 29, жилой дом 9-29	ЦК-2	0,268	0,047	0,315	786,000	384,00	402,00	2495,24	1432,84	8553,19	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
663	ООО УК "ЮганскСевер", 7 мкр., 2а, жилой дом 7-2а с 01.10.11г.	ЦК-2	0,060	0,016	0,076	452,800	277,20	175,60	5957,89	4620,00	10975,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
664	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 3, жилой дом 10-3	ЦК-2	0,417	0,063	0,480	830,600	361,60	469,00	1730,42	867,15	7444,44	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
665	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 3, жилой дом 12-3	ЦК-2	0,035	0,008	0,043	428,000	272,40	155,60	9953,49	7782,86	19450,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
666	ООО "Сибирский Двор и К", 6 мкр., 3, жилой дом 6-3 с 01.12.2015г.	ЦК-2	0,135	0,049	0,184	703,800	301,80	402,00	3825,00	2235,56	8204,08	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
667	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 3, жилой дом 7-3	ЦК-2	0,354	0,033	0,387	658,000	436,00	222,00	1700,26	1231,64	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
668	ОАО "Юганскводоканал", 7 мкр., 3, бытовка	ЦК-2	0,003	0,002	0,005	284,400	272,40	12,00	56880,00	90800,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2019
669	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 3, жилой дом 8а-3	ЦК-2	0,370	0,056	0,426	882,600	436,00	446,60	2071,83	1178,38	7975,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
670	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 3, жилой дом 8-3	ЦК-2	0,560	0,055	0,615	883,895	457,70	426,20	1437,23	817,31	7749,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
671	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 3, жилой дом 9-3	ЦК-2	0,405	0,083	0,488	918,993	357,80	561,19	1883,18	883,46	6761,36	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
672	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 30, жилой дом 10-30	ЦК-2	0,438	0,083	0,521	922,793	361,60	561,19	1771,20	825,57	6761,36	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
673	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 30, жилой дом12-30	ЦК-2	0,180	0,045	0,225	735,000	333,00	402,00	3266,67	1850,00	8933,33	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
674	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 30, жилой дом 8а-30	ЦК-2	0,233	0,029	0,262	580,000	364,00	216,00	2213,74	1562,23	7448,28	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
675	МБДОУ "Детский сад №18"Журавлик", 9 мкр., 30, Детский сад №18	ЦК-2	0,251	0,026	0,277	593,200	384,00	209,20	2141,52	1529,88	8046,15	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
676	ООО "ЮСК", 10 мкр., 31, общежитие 10-31 с 01.05.15	ЦК-2	0,238	0,056	0,294	810,600	364,00	446,60	2757,14	1529,41	7975,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
677	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 31, жилой дом12-31	ЦК-2	0,109	0,034	0,143	523,400	294,60	228,80	3660,14	2702,75	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
678	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 31, жилой дом 8а-31	ЦК-2	0,241	0,033	0,274	586,000	364,00	222,00	2138,69	1510,37	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
679	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 32, жилой дом12-32	ЦК-2	0,112	0,034	0,146	523,400	294,60	228,80	3584,93	2630,36	6729,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
680	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 32, жилой дом 7-32	ЦК-2	0,126	0,018	0,144	477,400	301,80	175,60	3315,28	2395,24	9755,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
681	ООО "Сибирский Двор и К", 8 А мкр., 32, жилой дом 8а-32 (с16.05.15г.)	ЦК-2	0,169	0,056	0,225	770,600	324,00	446,60	3424,89	1917,16	7975,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
682	МБДОУ "Детский сад №17"Сказка", 9 мкр., 32, Детский сад №17	ЦК-2	0,330	0,026	0,356	627,600	418,40	209,20	1762,92	1267,88	8046,15	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
683	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 33, жилой дом 7-33	ЦК-2	0,117	0,128	0,245	1114,715	294,60	820,11	4549,86	2517,95	6407,14	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
684	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 33, жилой дом 8а-33	ЦК-2	0,240	0,032	0,272	586,000	364,00	222,00	2154,41	1516,67	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
685	ОАО "ЖЭУ-2", 9 А мкр., 33, жилой дом 9-33	ЦК-2	0,602	0,062	0,664	957,346	488,35	469,00	1441,79	811,21	7564,52	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
686	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 34, жилой дом 8а-34	ЦК-2	0,354	0,052	0,406	862,200	436,00	426,20	2123,65	1231,64	8196,15	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2019
687	ФГКУ "6 ОФПС по Ханты-Мансийскому автономному округу-Югре", 9а мкр., 34/4, спортивно-оздоровительный комплекс	ЦК-2	0,081	0,001	0,082	286,800	282,80	4,00	3497,56	3491,36	4000,00	Электрические водонагреватели	2019
688	ФГКУ "6 ОФПС по Ханты-Мансийскому автономному округу-Югре", 9а мкр., 34/5, административное здание	ЦК-2	0,030	0,007	0,037	428,000	272,40	155,60	11567,57	9080,00	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
689	ФГКУ "6 ОФПС по Ханты-Мансийскому автономному округу-Югре", 9 мкр., 34а, Административное здание	ЦК-2	0,222	0,007	0,229	512,000	356,40	155,60	2235,81	1605,41	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
690	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 35, жилой дом 8а-35	ЦК-2	0,239	0,032	0,271	586,000	364,00	222,00	2162,36	1523,01	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
691	МБОУ "СОШ №3", 9 мкр., 35, Школа №3	ЦК-2	0,613	0,032	0,645	710,346	488,35	222,00	1101,31	796,65	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2019
692	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 36, жилой дом 8а-36	ЦК-2	0,241	0,038	0,279	605,600	364,00	241,60	2170,61	1510,37	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
693	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 37, жилой дом 8а-37	ЦК-2	0,245	0,039	0,284	605,600	364,00	241,60	2132,39	1485,71	6194,87	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
694	АО "Фармация", 9 мкр., 37, гараж 9-37/1	ЦК-2	0,059	0,002	0,061	289,200	277,20	12,00	4740,98	4698,31	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
695	АО "Фармация", 9 мкр., 37, аптека №132	ЦК-2	0,099	0,008	0,107	443,000	287,40	155,60	4140,19	2903,03	19450,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
696	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 38, жилой дом 8а-38	ЦК-2	0,241	0,040	0,281	605,600	364,00	241,60	2155,16	1510,37	6040,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
697	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 39Д, жилой дом 7-39Д	ЦК-2	0,118	0,019	0,137	477,000	294,60	182,40	3481,75	2496,61	9600,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
698	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 39Е, жилой дом 7-39е	ЦК-2	0,122	0,015	0,137	470,000	301,80	168,20	3430,66	2473,77	11213,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
699	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 4, жилой дом 10-4	ЦК-2	0,395	0,038	0,433	599,400	357,80	241,60	1384,30	905,82	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
700	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 4, жилой дом 12-4	ЦК-2	0,116	0,039	0,155	536,200	294,60	241,60	3459,35	2539,66	6194,87	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
701	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 4, жилой дом 7-4	ЦК-2	0,361	0,055	0,416	862,200	436,00	426,20	2072,60	1207,76	7749,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
702	ОАО "Юганскводоканал", 7 мкр., 4, КНС-5	ЦК-2	0,008	0,001	0,009	276,400	272,40	4,00	30711,11	34050,00	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
703	ОАО "Юганскводоканал", 7 мкр., 4, КНС-1	ЦК-2	0,027	0,001	0,028	276,400	272,40	4,00	9871,43	10088,89	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
704	ОАО "Юганскводоканал", 7 мкр., 4, КНС-3	ЦК-2	0,029	0,001	0,030	276,400	272,40	4,00	9213,33	9393,10	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
705	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 4, жилой дом 8а-4	ЦК-2	0,434	0,054	0,488	787,800	361,60	426,20	1614,34	833,18	7892,59	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
706	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 4, жилой дом 8-4	ЦК-2	0,358	0,060	0,418	882,600	436,00	446,60	2111,48	1217,88	7443,33	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
707	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 4, жилой дом 9-4	ЦК-2	0,399	0,070	0,469	847,000	357,80	489,20	1805,97	896,74	6988,57	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
708	ООО "РН-Учет", Парковая, 4, здание ИЛК	ЦК-2	0,324	0,004	0,328	442,400	418,40	24,00	1348,78	1291,36	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
709	ООО УК "Сибирский дом", 9 мкр., 40, жил.дом 9-40 с 01.06.09	ЦК-2	0,063	0,010	0,073	439,000	277,20	161,80	6013,70	4400,00	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
710	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 40Г, жилой дом 7-40Г	ЦК-2	0,090	0,014	0,104	455,600	287,40	168,20	4380,77	3193,33	12014,29	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
711	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 42, жилой дом 8а-42	ЦК-2	0,241	0,037	0,278	598,800	364,00	234,80	2153,96	1510,37	6345,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
712	ИП Мирзоев А.Ф., 8 А мкр., 42/1, магазин "ТагМир"(тех.усл.№58-1-13от.10.10.13)	ЦК-2	0,034	0,025	0,059	475,600	272,40	203,20	8061,02	8011,76	8128,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
713	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 43, жилой дом 8а-43	ЦК-2	0,571	0,038	0,609	699,295	457,70	241,60	1148,27	801,57	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
714	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 44, жилой дом 8а-44	ЦК-2	0,100	0,007	0,107	443,000	287,40	155,60	4140,19	2874,00	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
715	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 45, жилой дом 8а-45	ЦК-2	0,241	0,038	0,279	605,600	364,00	241,60	2170,61	1510,37	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
716	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 46, жилой дом12-46	ЦК-2	0,114	0,039	0,153	536,200	294,60	241,60	3504,58	2584,21	6194,87	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
717	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 46, жилой дом 8а-46	ЦК-2	0,107	0,011	0,118	456,400	294,60	161,80	3867,80	2753,27	14709,09	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
718	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 47, жилой дом12-47	ЦК-2	0,171	0,058	0,229	770,600	324,00	446,60	3365,07	1894,74	7700,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
719	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 47, жилой дом 8а-47	ЦК-2	0,144	0,020	0,164	490,200	307,80	182,40	2989,02	2137,50	9120,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
720	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 48, жилой дом12-48	ЦК-2	0,112	0,032	0,144	516,600	294,60	222,00	3587,50	2630,36	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
721	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 49, жилой дом12-49	ЦК-2	0,111	0,031	0,142	510,600	294,60	216,00	3595,77	2654,05	6967,74	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
722	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 5, жилой дом 10-5	ЦК-2	0,563	0,067	0,630	926,695	457,70	469,00	1470,94	812,96	7000,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
723	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 5, жилой дом12-5	ЦК-2	0,169	0,056	0,225	770,600	324,00	446,60	3424,89	1917,16	7975,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
724	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 5, жилой дом 8а-5	ЦК-2	0,352	0,037	0,389	670,800	436,00	234,80	1724,42	1238,64	6345,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
725	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 5, жилой дом 8-5	ЦК-2	0,353	0,056	0,409	882,600	436,00	446,60	2157,95	1235,13	7975,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
726	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 5, жилой дом 9-5	ЦК-2	0,740	0,082	0,822	1097,729	579,89	517,84	1335,44	783,63	6315,17	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
727	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 50, жилой дом12-50	ЦК-2	0,112	0,033	0,145	516,600	294,60	222,00	3562,76	2630,36	6727,27	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
728	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 50, жилой дом 7-50	ЦК-2	0,269	0,017	0,286	559,600	384,00	175,60	1956,64	1427,51	10329,41	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
729	ООО "Марьяна", 8 А мкр., 50, отапливаемое помещение	ЦК-2	0,037	0,001	0,038	276,400	272,40	4,00	7273,68	7362,16	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
730	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 51, жилой дом12-51	ЦК-2	0,112	0,037	0,149	529,400	294,60	234,80	3553,02	2630,36	6345,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
731	МБОУ "ШКОЛА РАЗВИТИЯ №24", 13 мкр., 51, Нач.школа дет.сад №24	ЦК-2	0,279	0,158	0,437	2103,624	384,00	1719,62	4813,79	1376,34	10883,70	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
732	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 52, жилой дом12-52	ЦК-2	0,180	0,049	0,229	735,000	333,00	402,00	3209,61	1850,00	8204,08	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
												схемой ГВС на весь дом	
733	ТСЖ "Соседи", 12 мкр., 53, жилой дом12-53 (Ввод №1)	ЦК-2	0,170	0,050	0,220	750,200	324,00	426,20	3410,00	1905,88	8524,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
734	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 53, жилой дом 7-53	ЦК-2	0,117	0,018	0,135	470,200	294,60	175,60	3482,96	2517,95	9755,56	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
735	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 55, жилой дом12-55	ЦК-2	0,180	0,046	0,226	735,000	333,00	402,00	3252,21	1850,00	8739,13	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
736	ООО "Сибирский Двор и К", 6 мкр., 55, жилой дом 6-55 (с16.05.15г.)	ЦК-2	0,091	0,023	0,114	476,600	287,40	189,20	4180,70	3158,24	8226,09	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
737	ООО "Сибирский Двор и К", 6 мкр., 56, жилой дом 6-56 (с 16.05.15г.)	ЦК-2	0,164	0,049	0,213	726,000	324,00	402,00	3408,45	1975,61	8204,08	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
738	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 56, жилой дом 7-56	ЦК-2	0,072	0,012	0,084	444,600	282,80	161,80	5292,86	3927,78	13483,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
739	ФКУ "ЦХиСО УМВД России по Ханты-Мансийскому автономному округу - Югре", 8 А мкр., 56, АБК (по тех.паспорту 30/01/06г)	ЦК-2	0,192	0,002	0,194	352,200	340,20	12,00	1815,46	1771,88	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
740	ФКУ "ЦХиСО УМВД России по Ханты-Мансийскому автономному округу - Югре", 8 А мкр., 56а., столовая	ЦК-2	0,152	0,005	0,157	340,800	316,80	24,00	2170,70	2084,21	4800,00	Электрические водонагреватели	2020
741	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 58, жилой дом12-58	ЦК-2	0,028	0,004	0,032	296,400	272,40	24,00	9262,50	9728,57	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
742	ФКУ "ЦХиСО УМВД России по Ханты-Мансийскому автономному округу - Югре", 8 А мкр., 58, Адм.здание (по тех.паспорту 10/12/2008г)	ЦК-2	0,118	0,001	0,119	298,600	294,60	4,00	2509,24	2496,61	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
743	ФКУ "ЦХиСО УМВД России по Ханты-Мансийскому автономному округу - Югре", 8 А мкр., 58а, ИВС	ЦК-2	0,060	0,004	0,064	301,200	277,20	24,00	4706,25	4620,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
744	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 6, жилой дом 10-6	ЦК-2	0,499	0,055	0,554	823,007	396,81	426,20	1485,57	795,21	7749,09	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
745	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 6, жилой дом12-6	ЦК-2	0,216	0,056	0,272	803,000	356,40	446,60	2952,21	1650,00	7975,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
746	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 6, жилой дом 7-6	ЦК-2	0,223	0,041	0,264	607,400	356,40	251,00	2300,76	1598,21	6121,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
747	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 6, жилой дом 8а-6	ЦК-2	0,497	0,037	0,534	631,607	396,81	234,80	1182,79	798,41	6345,95	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
748	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 6, жилой дом 8-6	ЦК-2	0,474	0,087	0,561	958,000	396,81	561,19	1707,66	837,15	6450,49	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
749	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 6, жилой дом 9-6	ЦК-2	0,396	0,047	0,443	759,800	357,80	402,00	1715,12	903,54	8553,19	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
750	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 60, жилой дом 7-60	ЦК-2	0,093	0,010	0,103	449,200	287,40	161,80	4361,17	3090,32	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
751	МБОУ "СОШ №3", 4 мкр., 67, дошкольная подготовка	ЦК-2	0,110	0,002	0,112	306,600	294,60	12,00	2737,50	2678,18	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
752	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 7, жилой дом 10-7	ЦК-2	0,565	0,065	0,630	926,695	457,70	469,00	1470,94	810,08	7215,38	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
753	ООО "УК ЮТС", 10 мкр., 7, магазин "Весна"	ЦК-2	0,035	0,003	0,038	284,400	272,40	12,00	7484,21	7782,86	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
754	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 7, жилой дом12-7(1 часть)	ЦК-2	0,138	0,032	0,170	529,800	307,80	222,00	3116,47	2230,43	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
755	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 7, жилой дом12-7 (2 часть)	ЦК-2	0,138	0,032	0,170	529,800	307,80	222,00	3116,47	2230,43	6937,50	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
756	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 7, жилой дом 8а-7	ЦК-2	0,200	0,052	0,252	766,400	340,20	426,20	3041,27	1701,00	8196,15	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
757	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 7, жилой дом 8-7	ЦК-2	0,642	0,067	0,709	987,997	519,00	469,00	1393,51	808,41	7000,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
758	ТСН "Семерочка", 9 мкр., 7, жилой дом 9-7 (с 01.02.14г.)	ЦК-2	0,200	0,065	0,265	809,200	340,20	469,00	3053,58	1701,00	7215,38	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
759	ООО "Азамат", 9 мкр., 7, ресторан "Осень"	ЦК-2	0,068	0,024	0,092	466,400	277,20	189,20	5069,57	4076,47	7883,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
760	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 72, жилой дом 11-72 с 01.11.14г.	ЦК-2	0,127	0,048	0,175	703,800	301,80	402,00	4021,71	2376,38	8375,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
761	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 8, жилой дом 10-8	ЦК-2	0,516	0,106	0,622	1118,112	427,46	690,65	1797,61	828,41	6515,60	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
762	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 8, жилой дом 8а-8	ЦК-2	0,137	0,015	0,152	476,000	307,80	168,20	3131,58	2246,72	11213,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
763	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 8, жилой дом 9-8	ЦК-2	0,641	0,069	0,710	1008,197	519,00	489,20	1420,00	809,67	7089,86	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
764	ФКУ "ЦХиСО УМВД России по Ханты-Мансийскому автономному округу - Югре", Парковая, 8, АБК	ЦК-2	0,286	0,001	0,287	403,800	399,80	4,00	1406,97	1397,90	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
765	ООО "Валтэк", 8 А мкр., 88, мини-рынок	ЦК-2	0,035	0,006	0,041	296,400	272,40	24,00	7229,27	7782,86	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
766	ОАО "ЖЭУ-2", 10 мкр., 9, жилой дом 10-9	ЦК-2	0,411	0,074	0,485	869,200	357,80	511,40	1792,16	870,56	6910,81	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
767	ОАО "ЖЭУ №7", 12 мкр., 9, жилой дом 12-9	ЦК-2	0,116	0,038	0,154	536,200	294,60	241,60	3481,82	2539,66	6357,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
768	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., 9, жилой дом 8а-9	ЦК-2	0,256	0,019	0,275	566,400	384,00	182,40	2059,64	1500,00	9600,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
769	ОАО "ЖЭУ №4", 8 мкр., 9, жилой дом 8-9	ЦК-2	0,230	0,067	0,297	833,000	364,00	469,00	2804,71	1582,61	7000,00	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
770	ОАО "ЖЭУ-2", 9 мкр., 9, жилой дом 9-9	ЦК-2	0,219	0,053	0,272	782,600	356,40	426,20	2877,21	1627,40	8041,51	Здание с 1 ИТП и двухступенчатой схемой ГВС на весь дом	2020
771	ОАО "ЖЭУ №5", Березовая, 9, жилой дом Березовая-9 с 01.05.15г.	ЦК-2	0,025	0,009	0,034	428,000	272,40	155,60	12588,24	10896,00	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
772	ООО "СУ №905", Нефтяников, 9, спортивный комплекс	ЦК-2	0,174	0,003	0,177	336,000	324,00	12,00	1898,31	1862,07	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
773	ООО "Югансксантехмонтаж", Киевская, 9/6 пом2, цех вентиляционной заготовки	ЦК-2	0,136	0,001	0,137	305,800	301,80	4,00	2232,12	2219,12	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
774	ООО "Югансксантехмонтаж", Киевская, 9/8, цех трубной заготовки	ЦК-2	0,224	0,001	0,225	360,400	356,40	4,00	1601,78	1591,07	4000,00	Электрические водонагреватели	2020
775	ООО УК "СибСпецСтрой", 11 Б мкр., 96, жилой дом 11Б-96 с 01.11.16г.	ЦК-2	0,037	0,005	0,042	296,400	272,40	24,00	7057,14	7362,16	4800,00	Электрические водонагреватели	2020
776	ОАО "ЖЭУ №4", 8 А мкр., АО-2, жилой дом 8а-АО-2	ЦК-2	0,075	0,010	0,085	444,600	282,80	161,80	5230,59	3770,67	16180,00	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
777	МБУ ДО "СДЮСШОР по биатлону", массив 02, кв02, лыжная база	ЦК-2	0,246	0,002	0,248	376,000	364,00	12,00	1516,13	1479,67	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
778	ООО "Сибнефтьтранссервис", Жилая, стр.11/5, РММ-1	ЦК-2	0,863	0,012	0,875	1377,710	1215,91	161,80	1574,53	1408,93	13483,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
779	МАУ ДО СДЮСШОР "Сибиряк", Жилая, стр8,, спортивный зал	ЦК-2	0,273	0,015	0,288	552,200	384,00	168,20	1917,36	1406,59	11213,33	ИТП с одноступенчатой схемой	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Стоимость реконструкции, тыс. руб.			Удельная стоимость реконструкции, млн. руб./Гкал/ч			Схема ИТП	Год реконструкции ИТП, год
						ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС	ВСЕГО, в том числе:	ОиВ	ГВС		
780	ИП Нуралиев Сеймур Гурбан оглы, 8 мкр., у 15, маг. "Риад" (Акт № 05-1-13 от 14.10.13)	ЦК-2	0,015	0,002	0,017	284,400	272,40	12,00	16729,41	18160,00	6000,00	Электрические водонагреватели	2020
781	ОАО "ЖЭУ№5", 11А мкр.п.Звездный, 1, жилой дом п.Звездный-1 с 01.11.14г.	ЦК-2	0,013	0,007	0,020	428,000	272,40	155,60	21400,00	20953,85	22228,57	ИТП с одноступенчатой схемой	2020
782	МБОУ "СОШ №10", проезд 6П, 16, Здание основной школы	Су-62	0,124	0,005	0,129	325,800	301,80	24,00	2525,58	2433,87	4800,00	Электрические водонагреватели	2020
783	МБОУ "СОШ №10", СУ-62, 22, Д/сад Колобок	Су-62	0,088	0,003	0,091	299,400	287,40	12,00	3290,11	3265,91	4000,00	Электрические водонагреватели	2021
784	МБОУ "СОШ №10", СУ-62, 24, Спортзал "Факел"	Су-62	0,148	0,009	0,157	472,400	316,80	155,60	3008,92	2140,54	17288,89	ИТП с одноступенчатой схемой	2021
Итого				26,4	187,7	470126,2	270140,9	199985,3	5081,9	4792,1	7918,6		

Таблица 2 Программа перевода на закрытую схему ГВС потребителей, подлежащих сносу согласно программе переселения

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Затраты на организацию закрытой схемы ГВС, тыс. Рублей	Год реконструкции ИТП, год
1	ОАО "ЖЭУ№5", Кедровая, 1, жил.дом Кедровая-1 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,025	0	0,008	0,033	96	2019
2	ИП Гаджиев Ядигар Бахрам оглы, 11 мкр., 10, маг. "Солнышко"	ЦК-1	0,006	0	0,001	0,007	8	2019
3	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 10, жилой дом 11-10 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,047	0	0,019	0,066	192	2019
4	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 10, жил.дом МО-17-10 с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,008	0	0,003	0,011	24	2019
5	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 100, жилой дом 11-100 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,038	0	0,01	0,048	128	2019
6	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 102, жилой дом11-102 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,047	0	0,015	0,062	160	2019
7	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 103, жилой дом11-103 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,047	0	0,012	0,059	160	2019
8	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 104, жилой дом11-104 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,047	0	0,017	0,064	160	2019
9	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 105, жилой дом11-105 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,047	0	0,015	0,062	160	2019
10	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 106, жилой дом11-106 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,047	0	0,014	0,061	160	2019
11	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 107, жилой дом11-107 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,048	0	0,015	0,063	160	2019
12	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 108, жилой дом11-108 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,048	0	0,013	0,061	160	2019
13	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 11, жилой дом11-11 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,048	0	0,018	0,066	192	2019
14	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 110, жилой дом11-110 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,047	0	0,016	0,063	160	2019
15	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 12, жилой дом 11-12 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,048	0	0,018	0,066	192	2019
16	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 12, жил.дом МО-17-12 с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,008	0	0,003	0,011	32	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Затраты на организацию закрытой схемы ГВС, тыс. Рублей	Год реконструкции ИТП, год
17	Население Т-Э, МО-17, 12, ж.дом МО-17-12	ЦК-1	0,003	0	0,001	0,004	32	2019
18	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 14, жил.дом МО-17-14 с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,008	0	0,002	0,01	32	2020
19	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 15, жил.дом МО-17-15 с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,008	0	0,002	0,01	32	2018
20	ОАО "ЖЭУ№5", 11 Б мкр., 16, жилой дом 116-16 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,04	0	0,01	0,05	128	2018
21	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 16, жилой дом 11-16 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,046	0	0,02	0,066	192	2018
22	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 16, жил.дом МО-17-16 с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,008	0	0,001	0,009	96	2018
23	Население Т-Э, МО-17, 16, ж.дом МО-17-16	ЦК-1	0,002	0	0,001	0,003	96	2018
24	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 17, жилой дом 11-17 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,048	0	0,02	0,068	192	2018
25	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 17, жилой дом 6-17	ЦК-1	0,057	0	0,01	0,067	128	2018
26	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 19, жил.дом МО-17-19 с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,008	0	0,001	0,009	32	2018
27	ОАО "ЖЭУ№5", Кедровая, 2, жил.дом Кедровая-2 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,024	0	0,008	0,032	96	2018
28	ОАО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 20, жилой дом 11а-20 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,034	0	0,01	0,044	96	2018
29	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 20, жилой дом 11-20 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,033	0	0,008	0,041	96	2018
30	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 20, жил.дом МО-17-20 с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,008	0	0,001	0,009	24	2018
31	ОАО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 21, жилой дом 11а-21 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,034	0	0,009	0,043	96	2018
32	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 21, жил.дом МО-17-21 с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,014	0	0,002	0,016	40	2018
33	ОАО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 22, жилой дом 11а-22 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,021	0	0,019	0,04	232	2018
34	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 22, жилой дом 6-22	ЦК-1	0,057	0	0,014	0,071	128	2018
35	ОАО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 24, жилой дом 11а-24 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,035	0	0,011	0,046	96	2018
36	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 25, жилой дом 11-25 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,041	0	0,008	0,049	128	2018
37	ОАО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 28, жилой дом 11а-28 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,04	0	0,012	0,052	128	2019
38	ООО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 29, жилой дом 11-29 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,047	0	0,012	0,059	160	2019
39	ОАО "ЖЭУ№5", Кедровая, 3, жил.дом Кедровая-3 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,025	0	0,008	0,033	96	2019
40	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 3, жил.дом МО-17-3 -с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,022	0	0,002	0,024	64	2019
41	ОАО "ЖЭУ№5", ПНМК-6, 3, жил.дом ПНМК-6-3 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,035	0	0,005	0,04	144	2019
42	ОАО "ЖЭУ№5", Магистральная, 30, жил. дом Магистральная-30 с 01.01.2016	ЦК-1	0,024	0	0,011	0,035	96	2019
43	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 31, жилой дом 6-31	ЦК-1	0,056	0	0,007	0,063	96	2019
44	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 32, жилой дом 6-32	ЦК-1	0,058	0	0,01	0,068	96	2019
45	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 33, жилой дом 6-33	ЦК-1	0,057	0	0,011	0,068	128	2019
46	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 34, жилой дом 11-34 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,033	0	0,008	0,041	96	2019
47	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 34, жилой дом 6-34	ЦК-1	0,057	0	0,003	0,06	128	2019
48	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 35, жилой дом 6-35	ЦК-1	0,059	0	0,009	0,068	96	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Затраты на организацию закрытой схемы ГВС, тыс. Рублей	Год реконструкции ИТП, год
49	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 36, жилой дом11-36 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,039	0	0,009	0,048	128	2019
50	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 36, жилой дом 4-36	ЦК-1	0,058	0	0,004	0,062	128	2019
51	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 36, жилой дом 6-36	ЦК-1	0,056	0	0,008	0,064	96	2019
52	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 37, жилой дом11-37 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,039	0	0,006	0,045	128	2019
53	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 37, жилой дом 6-37	ЦК-1	0,057	0	0,004	0,061	96	2019
54	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 38, жилой дом11-38 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,039	0	0,011	0,05	160	2019
55	ОАО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 39, жилой дом 11а-39 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,038	0	0,011	0,049	128	2019
56	ОАО "ЖЭУ№5", Кедровая, 4, жил.дом Кедровая-4 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,025	0	0,01	0,035	96	2019
57	Население Т-Э, МО-17, 4, ж.дом МО-17-4	ЦК-1	0,003	0	0,001	0,004	8	2019
58	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 40, жилой дом 11-40 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,04	0	0,011	0,051	128	2020
59	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 41, жилой дом 6-41	ЦК-1	0,058	0	0,009	0,067	96	2020
60	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 42, жилой дом 6-42	ЦК-1	0,056	0	0,007	0,063	96	2020
61	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 43, жилой дом 6-43	ЦК-1	0,057	0	0,011	0,068	96	2020
62	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 44, жилой дом 6-44	ЦК-1	0,057	0	0,01	0,067	96	2020
63	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 45, жилой дом 6-45	ЦК-1	0,057	0	0,007	0,064	96	2020
64	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 46, жилой дом 6-46	ЦК-1	0,056	0	0,007	0,063	96	2020
65	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 48, жилой дом 6-48	ЦК-1	0,057	0	0,005	0,062	128	2020
66	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 49, жилой дом 6-49	ЦК-1	0,056	0	0,007	0,063	96	2020
67	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 5, жилой дом 11-5 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,04	0	0,014	0,054	128	2020
68	ОАО "ЖЭУ№5", Кедровая, 5, жил.дом Кедровая-5 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,025	0	0,012	0,037	96	2020
69	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 5, жил.дом МО-17-5 с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,01	0	0,001	0,011	32	2020
70	ОАО "ЖЭУ№5", Спортивная, 5, жил.дом Спортивная-5 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,033	0	0,004	0,037	96	2020
71	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 51, жилой дом 6-51	ЦК-1	0,058	0	0,003	0,061	120	2020
72	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 52, жилой дом 6-52	ЦК-1	0,06	0	0,01	0,07	96	2020
73	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 53, жилой дом 6-53	ЦК-1	0,055	0	0,008	0,063	88	2020
74	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 54, жилой дом 11-54 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,039	0	0,012	0,051	128	2020
75	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 55, жилой дом 11-55 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,038	0	0,012	0,05	120	2020
76	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 55, жилой дом 4-55	ЦК-1	0,056	0	0,004	0,06	120	2020
77	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 56, жилой дом 4-56	ЦК-1	0,023	0	0,001	0,024	112	2020
78	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 58, жилой дом 6-58	ЦК-1	0,061	0	0,009	0,07	96	2020
79	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 59, жил.дом 11-59 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,033	0	0,008	0,041	96	2020
80	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 6, жилой дом 11-6 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,037	0	0,013	0,05	128	2020
81	ОАО "ЖЭУ№5", Кедровая, 6, жилой дом Кедровая-6 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,024	0	0,008	0,032	96	2020
82	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 6, жил.дом МО-17-6 с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,009	0	0,001	0,01	24	2020
83	ОАО "ЖЭУ№5", Спортивная, 6, жил.дом Спортивная-6 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,021	0	0,002	0,023	64	2020
84	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 60, жилой дом11-60 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,037	0	0,011	0,048	128	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Затраты на организацию закрытой схемы ГВС, тыс. Рублей	Год реконструкции ИТП, год
85	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 60, жилой дом 6-60	ЦК-1	0,061	0	0,009	0,07	96	2020
86	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 61, жилой дом 6-61	ЦК-1	0,059	0	0,011	0,07	96	2020
87	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 62, жилой дом 4-62	ЦК-1	0,058	0	0,004	0,062	112	2020
88	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 62, жилой дом 6-62	ЦК-1	0,057	0	0,014	0,071	96	2020
89	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 63, жилой дом 11-63 с 15.09.14г.	ЦК-1	0,04	0	0,012	0,052	128	2020
90	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 63, жилой дом 4-63	ЦК-1	0,055	0	0,004	0,059	120	2020
91	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 64, жилой дом11-64 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,039	0	0,012	0,051	128	2020
92	ОАО "ЖЭУ №3", 4 мкр., 64, жилой дом 4-64	ЦК-1	0,057	0	0,004	0,061	128	2020
93	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 65, жилой дом11-65 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,038	0	0,012	0,05	128	2020
94	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 65, жилой дом 6-65	ЦК-1	0,057	0	0,009	0,066	96	2020
95	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 66, жилой дом 11-66 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,047	0	0,013	0,06	96	2020
96	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 66, жилой дом 6-66	ЦК-1	0,057	0	0,01	0,067	96	2020
97	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 67, жилой дом 11-67 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,042	0	0,015	0,057	128	2020
98	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 69, жилой дом 6-69	ЦК-1	0,056	0	0,012	0,068	96	2020
99	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 7, жил.дом МО-17-7 с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,011	0	0,001	0,012	96	2020
100	ОАО "ЖЭУ№5", ПНМК-6, 7, жил.дом ПНМК-6-7 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,035	0	0,004	0,039	32	2020
101	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 70А, жилой дом 6-70А	ЦК-1	0,059	0	0,007	0,066	96	2020
102	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 72, жилой дом 6-72	ЦК-1	0,057	0	0,009	0,066	96	2020
103	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 73, жилой дом 6-73	ЦК-1	0,057	0	0,01	0,067	96	2020
104	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 74, жилой дом 6-74	ЦК-1	0,058	0	0,01	0,068	96	2020
105	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 75, жилой дом 6-75	ЦК-1	0,057	0	0,01	0,067	96	2020
106	ОАО "ЖЭУ №3", 6 мкр., 78, жилой дом 6-78	ЦК-1	0,055	0	0,01	0,065	96	2020
107	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 80, жилой дом11-80 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,037	0	0,014	0,051	96	2020
108	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 81, жилой дом 11-81 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,035	0	0,008	0,043	96	2020
109	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 84, жилой дом11-84 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,04	0	0,005	0,045	128	2020
110	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 85, жилой дом11-85 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,038	0	0,013	0,051	128	2020
111	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 9, жилой дом11-9 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,046	0	0,023	0,069	256	2020
112	ОАО "ЖЭУ№5", МО-17, 9, жил.дом МО-17-9 с 12.09.2014г.	ЦК-1	0,009	0	0,001	0,01	32	2020
113	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 95, жил.дом 11-95 с 01.01.16 г.	ЦК-1	0,035	0	0,01	0,045	96	2020
114	ОАО "ЖЭУ№5", 11 мкр., 96, жилой дом11-96 с 01.05.15г.	ЦК-1	0,04	0	0,011	0,051	128	2020
115	ОАО "ЖЭУ№5", Березовая, 1, жилой дом Березовая-1 с 01.05.15г.	ЦК-2	0,026	0	0,006	0,032	96	2020
116	ОАО "ЖЭУ№5", Березовая, 10, жилой дом Березовая-10 с 01.05.15г.	ЦК-2	0,039	0	0,006	0,045	320	2020
117	ООО "ЖЭУ№5", 11 А мкр., 15, жилой дом 11А-15 с 01.01.16 г.	ЦК-2	0,031	0	0,008	0,039	96	2020
118	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 15А, жилой дом 7-15а	ЦК-2	0,058	0	0,008	0,066	96	2019
119	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 16, жилой дом 7-16	ЦК-2	0,057	0	0,008	0,065	96	2019
120	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 16А, жилой дом 7-16а	ЦК-2	0,057	0	0,009	0,066	96	2019

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Затраты на организацию закрытой схемы ГВС, тыс. Рублей	Год реконструкции ИТП, год
121	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 16Б, жилой дом 7-16б	ЦК-2	0,059	0	0,01	0,069	96	2019
122	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 17, 7-17(общеж. №35)	ЦК-2	0,061	0	0,008	0,069	184	2019
123	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 18, жилой дом 7-18	ЦК-2	0,057	0	0,009	0,066	96	2019
124	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 19, жилой дом 7-19	ЦК-2	0,057	0	0,008	0,065	96	2019
125	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 21, жилой дом 7-21	ЦК-2	0,057	0	0,009	0,066	96	2019
126	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 22, жилой дом 7-22	ЦК-2	0,057	0	0,011	0,068	96	2019
127	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 23, жилой дом 7-23	ЦК-2	0,057	0	0,008	0,065	96	2019
128	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 24, жилой дом 7-24	ЦК-2	0,057	0	0,01	0,067	96	2019
129	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 24А, жилой дом 7-24а	ЦК-2	0,056	0	0,008	0,064	96	2019
130	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 24Б, жилой дом 7-24б	ЦК-2	0,058	0	0,008	0,066	96	2019
131	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 24В, жилой дом 7-24в	ЦК-2	0,058	0	0,01	0,068	96	2019
132	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 24Г, жилой дом 7-24г	ЦК-2	0,059	0	0,01	0,069	96	2019
133	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 24Д, жилой дом 7-24д	ЦК-2	0,06	0	0,011	0,071	96	2019
134	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 25, жилой дом 7-25	ЦК-2	0,103	0	0,018	0,121	96	2019
135	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 25А, жилой дом 7-25а	ЦК-2	0,106	0	0,024	0,13	200	2019
136	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 25Б, жилой дом 7-25б	ЦК-2	0,06	0	0,009	0,069	96	2019
137	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 25В, 7-25В (общеж. №4)	ЦК-2	0,055	0	0,009	0,064	152	2019
138	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 26, жилой дом 7-26	ЦК-2	0,059	0	0,006	0,065	96	2019
139	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 26А, жилой дом 7-26а	ЦК-2	0,058	0	0,008	0,066	96	2019
140	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 28, жилой дом 7-28	ЦК-2	0,1	0	0,017	0,117	192	2019
141	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 29, жилой дом 7-29	ЦК-2	0,057	0	0,01	0,067	96	2019
142	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 29А, жилой дом 7-29а	ЦК-2	0,127	0	0,019	0,146	192	2019
143	ОАО "ЖЭУ№5", Березовая, 3, жилой дом Березовая-3 с 01.01.16 г.	ЦК-2	0,034	0	0,011	0,045	88	2019
144	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 30, жилой дом 7-30	ЦК-2	0,101	0	0,017	0,118	192	2019
145	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 34, жилой дом 7-34	ЦК-2	0,056	0	0,009	0,065	96	2019
146	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 34А, жилой дом 7-34а	ЦК-2	0,076	0	0,01	0,086	96	2019
147	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 35, жилой дом 7-35	ЦК-2	0,057	0	0,009	0,066	96	2019
148	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 36, жилой дом 7-36	ЦК-2	0,057	0	0,007	0,064	96	2019
149	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 37, жилой дом 7-37	ЦК-2	0,057	0	0,007	0,064	96	2020
150	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 38, жилой дом 7-38	ЦК-2	0,057	0	0,007	0,064	96	2020
151	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 39, жилой дом 7-39	ЦК-2	0,1	0	0,014	0,114	96	2020
152	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 39А, жилой дом 7-39а	ЦК-2	0,099	0	0,018	0,117	192	2020
153	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 39Б, жилой дом 7-39б	ЦК-2	0,057	0	0,009	0,066	192	2020
154	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 39В, жилой дом 7-39в	ЦК-2	0,058	0	0,012	0,07	96	2020
155	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 39Г, жилой дом 7-39г	ЦК-2	0,108	0	0,015	0,123	192	2020
156	ОАО "ЖЭУ№5", Березовая, 4, жилой дом Березовая-4 с 01.01.16 г.	ЦК-2	0,025	0	0,008	0,033	96	2020
157	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 40А, жилой дом 7-40а	ЦК-2	0,058	0	0,102	0,16	16	2020
158	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 40Б, жилой дом 7-40б	ЦК-2	0,06	0	0,006	0,066	96	2020
159	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 40В, жилой дом 7-40в	ЦК-2	0,058	0	0,01	0,068	96	2020
160	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 40Д, жилой дом 7-40д	ЦК-2	0,057	0	0,008	0,065	96	2020
161	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 41, жилой дом 7-41	ЦК-2	0,056	0	0,01	0,066	96	2020
162	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 42, жилой дом 7-42	ЦК-2	0,067	0	0,007	0,074	96	2020
163	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 43, жилой дом 7-43	ЦК-2	0,12	0	0,019	0,139	192	2020
164	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 44, жилой дом 7-44	ЦК-2	0,13	0	0,022	0,152	192	2020
165	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 45, 7-45 (общеж. №13)	ЦК-2	0,065	0	0,009	0,074	200	2020
166	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 46, жилой дом 7-46	ЦК-2	0,074	0	0,009	0,083	96	2020
167	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 47, жилой дом 7-47	ЦК-2	0,13	0	0,016	0,146	192	2020
168	ОАО "ЖЭУ №4", 7 мкр., 48, жилой дом 7-48	ЦК-2	0,127	0	0,017	0,144	192	2020
169	ОАО "ЖЭУ№5", Березовая, 4А, жилой дом Березовая-4а с 01.01.16 г.	ЦК-2	0,033	0	0,01	0,043	96	2020
170	ОАО "ЖЭУ№5", Березовая, 6, жилой дом Березовая-6 с 01.01.16 г.	ЦК-2	0,025	0	0,008	0,033	96	2020

№п/п	Адрес узла ввода	Номер источника	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Затраты на организацию закрытой схемы ГВС, тыс. Рублей	Год реконструкции ИТП, год
171	ОАО "ЖЭУ№5", 11А мкр.ул.Березовая, 61, жилой дом Березовая-61 с 01.11.14г.	ЦК-2	0,008	0	0,001	0,009	32	2020
172	ОАО "ЖЭУ№5", Березовая, 8, жилой дом Березовая-8 с 01.05.15г.	ЦК-2	0,037	0	0,011	0,048	144	2020
173	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 1, жилой дом СУ-62-1 с 15.09.14г.	Су-62	0,014	0	0,003	0,017	152	2020
174	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 10, жилой дом СУ-62-10 с 01.01.16 г.	Су-62	0,035	0	0,004	0,039	96	2020
175	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 11, жилой дом СУ-62-11 с 01.01.16 г.	Су-62	0,036	0	0,011	0,047	120	2020
176	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 12, жилой дом СУ-62-12 с 01.01.16 г.	Су-62	0,04	0	0,013	0,053	128	2020
177	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 13, жилой дом СУ-62-13 с 01.05.15г.	Су-62	0,044	0	0,015	0,059	176	2020
178	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 14, жилой дом СУ-62-14 с 01.01.16 г.	Су-62	0,019	0	0,009	0,028	192	2020
179	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 15, жилой дом СУ-62-15 с 01.05.15г.	Су-62	0,045	0	0,015	0,06	184	2020
180	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 16, жилой дом СУ-62-16 с 01.01.16 г.	Су-62	0,038	0	0,013	0,051	128	2020
181	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 17, жилой дом СУ-62-17 с 01.01.16 г.	Су-62	0,04	0	0,011	0,051	192	2020
182	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 18, Жилой дом СУ-62-18 с 01.05.15г.	Су-62	0,047	0	0,014	0,061	192	2020
183	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 19, Жилой дом СУ-62-19 с 01.05.15г.	Су-62	0,047	0	0,027	0,074	192	2020
184	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 20, общежитие №14 СУ-62-20 с 15.09.14г.	Су-62	0,031	0	0,017	0,048	232	2021
185	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 3, жилой дом СУ-62-3 с 15.09.14г.	Су-62	0,013	0	0,005	0,018	144	2021
186	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 4, жилой дом СУ-62-4 с 15.09.14г.	Су-62	0,025	0	0,017	0,042	280	2021
187	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 5, жилой дом СУ-62-5 с 01.01.16 г.	Су-62	0,036	0	0,012	0,048	96	2021
188	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 6, жилой дом СУ-62-6 с 01.01.16 г.	Су-62	0,036	0	0,012	0,048	96	2021
189	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 7, жилой дом СУ-62-7 с 01.01.16 г.	Су-62	0,036	0	0,011	0,047	96	2021
190	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 8, жилой дом СУ-62-8 с 01.01.16 г.	Су-62	0,04	0	0,005	0,045	128	2021
191	ОАО "ЖЭУ№5", СУ-62, 9, жилой дом СУ-62-9 с 01.01.16 г.	Су-62	0,04	0	0,005	0,045	120	2021
Итого			9,0	0,0	1,9	10,9	22280,0	