

Публичное акционерное общество «Газпром»

Акционерное общество «Газпром промгаз»

УДК

№ государственной регистрации _____

Инвентарный № _____

СОГЛАСОВАНО

Начальник управления ЖКХ
Администрации города Глазов

_____ Н.В. Еременко

« _____ » _____ 20__ г.

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
генерального директора
АО «Газпром промгаз»
д.т.н. профессор

_____ Ю.И. Спектор

_____ 20__ г.




ОТЧЕТ

о научно-исследовательской работе

№, дата муниципального контракта	№ 0113300023914000405-П1 от 02.02.2015
Наименование муниципального контракта	Разработка схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Глазов» Удмуртской Республики
№, наименование этапа, подэтапа	Этап 4. Подготовка проекта схемы теплоснабжения
Наименование результата	Том 5. Варианты перспективного развития систем теплоснабжения города на период к 2021 году и в долгосрочной перспективе до 2031 года. Общая пояснительная записка. Книга 2. Определение перспективных нагрузок энергоисточников МО «Город Глазов». Зонирование систем теплоснабжения

Заместитель генерального
директора – директор НТЦ
«Комплексное развитие
инженерной
инфраструктуры» в г. Санкт-
Петербурге


_____ подпись

А.В. Оплачко

Руководитель работы


_____ подпись

Ю.В. Юферев

Москва 2015

Состав Этапа 4 по схеме теплоснабжения муниципального образования «Город Глазов» Удмуртской Республики

Том 1. Сводный том.

Том 2. Разработка схемы теплоснабжения районов МО «Город Глазов». Общая Пояснительная записка.

Том 3. Анализ существующего состояния систем теплоснабжения города. Разработка базовых (существующее положение) тепловых балансов по договорным и фактическим нагрузкам. Общая пояснительная записка.

Том 4. Создание «Электронной модели систем теплоснабжения города». Общая пояснительная записка.

Том 5. Варианты перспективного развития систем теплоснабжения города на период к 2021 году и в долгосрочной перспективе до 2031 года. Общая пояснительная записка.

Том 6. Выбор рекомендуемого варианта.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Общие положения	5
2 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.....	6
3 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода.....	10
3.1 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода ТЭЦ с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети ТЭЦ от каждого магистрального вывода.....	10
3.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода котельной с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети котельной от каждого магистрального вывода .	12
4 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей	14
5 Зоны развития с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной тепловой мощностью	16
Приложение А. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	17

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с пунктом 39 «Требования к схемам теплоснабжения», утвержденным постановлением Правительства РФ от 22.02.2012№ 154, в главе 4 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» выполнено следующее:

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

б) сформированы балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии;

в) выполнен гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода;

г) сделаны выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.

В результате формирования перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки:

А). Выявлены:

1. Резервы (дефициты) тепловой мощности источников тепловой энергии в зонах их действия;

2. Зоны с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной источниками тепловой энергии.

Б) Определена пропускная способность существующих тепловых сетей при существующих (в базовом периоде разработки схемы теплоснабжения) установленных и располагаемых значениях тепловых мощностей источников тепловой энергии.

1 Общие положения

В соответствии с основными понятиями ПП № 154, под зонами действия понимаются:

- *зона действия системы теплоснабжения* – территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;
- *зона действия источника тепловой энергии* – территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Для расчета балансов используются следующие понятия тепловой мощности источников:

- установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;
- располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);
- мощность источника тепловой энергии нетто - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Тепловая нагрузка по зонам действия источников тепловой энергии определяется в соответствии с потреблением тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха и основана на анализе тепловых нагрузок потребителей, установленных в договорах теплоснабжения, договорах на поддержание резервной мощности, в долгосрочных договорах теплоснабжения с разбивкой тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию, кондиционирование, горячее водоснабжение и технологические нужды.

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

В таблицах 1 – 4 представлен баланс существующей тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки основных источников с определением резервов (дефицитов) существующей тепловой мощности в каждой зоне действия по годам на период до 2031 г.

Таблица 2 – Баланс существующей тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №2 с определением резервов (дефицитов) существующей тепловой мощности в зоне действия источника по годам на период 2031 г.

Наименование	Ед. Изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
Ограничения	Гкал/ч	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Собственные нужды	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9
Потери при передаче всего, в т.ч.:	Гкал/ч	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
через изоляционные конструкции	Гкал/ч	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
с утечками теплоносителя	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Хозяйственные нужды	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	0,0	0,0
Тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.	Гкал/ч	8,5	8,5	8,5	9,1	9,1	9,1	9,4	9,4	9,4	9,4	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	7,1	7,1	7,1	7,6	7,6	7,6	7,8	7,8	7,8	7,8	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
ГВС (ср.)	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Пар	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	0,0	0,0
Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	0,7	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Таблица 3 – Баланс существующей тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №3 с определением резервов (дефицитов) существующей тепловой мощности в зоне действия источника по годам на период 2031 г.

Наименование	Ед. Изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Ограничения	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	0,0	0,0
Собственные нужды	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8
Потери при передаче всего, в т.ч.:	Гкал/ч	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
через изоляционные конструкции	Гкал/ч	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
с утечками теплоносителя	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Хозяйственные нужды	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	0,0	0,0
Тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.	Гкал/ч	10,6	10,6	10,6	11,2	11,2	11,2	11,5	11,5	11,5	11,5	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	9,6	9,6	9,6	10,1	10,1	10,1	10,3	10,3	10,3	10,3	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
ГВС (ср.)	Гкал/ч	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Пар	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	0,0	0,0
Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч	14,5	14,5	14,5	13,8	13,8	13,8	13,5	13,5	13,5	13,5	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3

Таблица 4 – Баланс существующей тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной завода «Реммаш» с определением резервов (дефицитов) существующей тепловой мощности в зоне действия источника по годам на период 2031 г.

Наименование	Ед. Изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Ограничения	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	0,0	0,0
Собственные нужды	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9
Потери при передаче всего, в т.ч.:	Гкал/ч	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
через изоляционные конструкции	Гкал/ч	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
с утечками теплоносителя	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	0,0	0,0
Хозяйственные нужды	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	0,0	0,0
Тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.	Гкал/ч	7,4	7,4	7,4	8,1	8,1	8,1	8,3	8,3	8,3	8,3	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	6,6	6,6	6,6	7,0	7,0	7,0	7,3	7,3	7,3	7,3	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
ГВС (ср.)	Гкал/ч	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Пар	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	0,0	0,0
Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч	15,9	15,9	15,9	15,2	15,2	15,2	14,9	14,9	14,9	14,9	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8

3 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода.

С целью определения резерва пропускной способности существующих тепловых сетей в существующих зонах действия источников тепловой энергии выполнено моделирование присоединения тепловой нагрузки в каждом микрорайоне к магистральным тепловым сетям.

Для определения зон с недостаточными располагаемыми напорами у потребителей выполнен расчет гидравлического режима существующих тепловых сетей с учетом фактической и перспективной тепловой нагрузки.

Гидравлический расчет выполнен с использованием электронной модели системы теплоснабжения г. Глазов в ПРК Zulu 7.0.

Для наглядного представления перспективных гидравлических режимов тепловых сетей от существующих источников теплоснабжения построены пьезометрические графики для наиболее протяженных и нагруженных участков магистралей от ТЭЦ и котельных, снабжающих теплом городских потребителей.

3.1 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода ТЭЦ с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети ТЭЦ от каждого магистрального вывода

Существующие тепловые сети от ТЭЦ ЧМЗ обеспечивают тепловую нагрузку промышленной площадки, а также жилой и общественной-деловой застройки.

Отпуск теплоносителя в город осуществляется по приборам учета, расположенных на границы балансовой принадлежности.

Сводные данные отчетов о суточных параметрах теплоснабжения по приборам учета тепла на город от ТЭЦ ЧМЗ за январь, февраль и март 2014 г. представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Среднечасовые значения расходов теплоносителя по приборам учета тепла на город от ТЭЦ ЧМЗ

Значение расхода	Узел 311		Узел 96		АСТ		Мкрн. «И»		Теплицы		Итого	
	G1	ΔG	G1	ΔG	G1	ΔG	G1	ΔG	G1	ΔG	G1	ΔG
Максимум	16	4	683	34	17	1	2278	246	321	29	3315	314
Минимум	15	0	576	12	15	0	2119	172	258	18	2983	201
Среднее	15	1	662	20	16	0	2218	203	309	24	3220	249

Примечание: G1– среднечасовой расход теплоносителя в подающем трубопроводе, т/ч; ΔG – среднечасовая подпитка, т/ч

Результаты расчетов гидравлических режимов существующих тепловых сетей ТЭЦ ЧМЗ с фактической и перспективной нагрузкой приведены в приложении А (рисунки А 1-А 17).

Как видно из представленных графиков в настоящее время обеспечивается нормативный гидравлический режим большей части потребителей при расчетных расходах теплоносителя. Средние удельные потери по теплосети низкие, но имеются локальные превышения на вводах потребителей по ул. Советская 29 и 46.

Неудовлетворительный гидравлический режим наблюдается в границах улиц Юкаменская, Драгунова, Рабочая. Здесь несмотря на допустимые значения удельных потерь давления величина располагаемого напора недостаточна для качественного теплоснабжения потребителей. Еще более ситуация ухудшается в указанном квартале при подключении перспективной нагрузки. В этой связи необходима перекладка трубопроводов с увеличением диаметра от Уз-322 до Уз-339 протяженностью трассы 1,8 км. Достаточным является увеличение диаметра до Ду 250, но исходя из условий повышения надежности системы теплоснабжения и покрытия тепловой нагрузки южной части города от различных источников диаметр может быть Ду 300.

Кроме того, при подключении перспективной нагрузки недостаточный располагаемый напор наблюдается по ул. Сибирской восточнее Красногорского тракта. Для качественного теплоснабжения указанных потребителей необходима перекладка трубопроводов с увеличением диаметра от тк-806 до уз-830 протяженностью трассы 0,5 км. Достаточным является увеличение диаметра до Ду 150.

В целом существующие сети способны обеспечить тепловой энергией существующих и перспективных потребителей.

3.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода котельной с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети котельной от каждого магистрального вывода

Тепловые сети от котельной МУП "Глазовские теплосети" (рисунки А 18-А 29 приложения А). Существующие тепловые сети от котельной МУП "Глазовские теплосети" обеспечивают передачу тепловой энергии теплоносителя собственным потребителям. По данным отчетов о суточных параметрах теплоснабжения котельной МУП "Глазовские теплосети" за декабрь 2014 г., январь и март 2015 г. максимальные суточный расход теплоносителя и подпитка зафиксированы на уровне около 3200 т/сут. и 300 т/сут., соответственно. Увеличение подключенной к теплосетям нагрузки предусматривается в уз1000а, уз1013, уз1003, уз1059. Как видно из представленных графиков в настоящее время обеспечивается, а при подключении перспективной нагрузки будет обеспечен нормативный гидравлический режим потребителей при расчетных расходах теплоносителя. Средние удельные потери по теплосети низкие. В связи с подключением перспективной нагрузки требуется перекладка теплосети с увеличением диаметра от Уз-1057 до Уз-1060. В целом существующие сети способны обеспечить тепловой энергией существующих и перспективных потребителей.

Тепловые сети от котельной ООО «КомЭнерго» (рисунки А 30-А 38 приложения А). Существующие тепловые сети от котельной ООО «КомЭнерго» обеспечивают передачу тепловой энергии теплоносителя собственным потребителям и потребителям котельной УПТФ. По данным отчетов о суточных параметрах теплоснабжения котельной ООО «КомЭнерго» за декабрь 2014 г., январь и март 2015 г. максимальные суточный расход теплоносителя и давление в подающем трубопроводе, а так же подпитка зафиксированы на уровне около 6700 т/сут, 8 кгс/см² и 300 т/сут., соответственно. Увеличение подключенной к теплосетям нагрузки предусматривается в ТК-1629. Как видно из представленных графиков в настоящее время обеспечивается, а при подключении перспективной нагрузки будет обеспечен нормативный гидравлический режим потребителей при расчетных расходах теплоносителя. Средние удельные потери по теплосети низкие. В целом существующие сети способны обеспечить тепловой энергией существующих и перспективных потребителей.

Тепловые сети от котельной АО "Реммаш" (рисунки А 39-А 44 приложения А). Существующие тепловые сети от котельной АО «Реммаш» обеспечивают передачу тепловой энергии и теплоносителя: в отопительный период – собственным потребителям; в летний период - дополнительно потребителям ТЭЦ ЧМЗс нагрузкой ГВС от уз-344. По данным отчетов о суточных параметрах теплоснабжения котельной АО «Реммаш» за декабрь 2014 г., январь и март 2015 г. максимальные суточный расход теплоносителя и давление в подающем трубопроводе, а также подпитка зафиксированы на уровне около 3300 т/сут. 7 кгс/см² и 170 т/сут. соответственно. Увеличение подключенной к теплосетям нагрузки предусматривается в уз-1124 и ТК-1081. Как видно из представленных графиков в настоящее время обеспечивается, а при подключении перспективной нагрузки и обеспечении на котельной параметров $P_1=7$ кгс/см² и $P_2=3$ кгс/см² (обеспечиваемых в настоящее время) будет обеспечен нормативный гидравлический режим потребителей при расчетных расходах теплоносителя. Средние удельные потери по теплосети низкие. В целом существующие сети способны обеспечить тепловой энергией существующих и перспективных потребителей.

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

Значения резервов (дефицитов) существующей тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки потребителей в зонах действия основных источников представлены в таблице 6.

Как видно из таблицы 6, дефициты существующей тепловой мощности к 2031 году отсутствуют.

Суммарный резерв тепловой мощности основных источников на 2031 год составляет 125,0 Гкал/ч, в т.ч:

- на ТЭЦ ЧМЗ – 96,7 Гкал/ч;
- на котельной №2 – 0,2 Гкал/ч;
- на котельной №3 – 13,3 Гкал/ч;
- на котельной завода «Реммаш» - 14,8 Гкал/ч.

Таблица 6 – Резервы (дефициты) существующей тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки основных источников.

Источник	Ед. Изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
ТЭЦ ЧМЗ	Гкал/ч	115,7	115,6	115,6	110,9	110,9	110,7	104,7	104,7	100,1	100,1	96,7	96,7	96,7	96,7	96,7	96,7	96,7
Котельная №2	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	0,7	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Котельная №3	Гкал/ч	14,5	14,5	14,5	13,8	13,8	13,8	13,5	13,5	13,5	13,5	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
Котельная завода «Рем-маш»	Гкал/ч	15,9	15,9	15,9	15,2	15,2	15,2	14,9	14,9	14,9	14,9	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8

5 Зоны развития с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной тепловой мощностью

Зоны развития с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной тепловой мощностью, отсутствуют.

Приложение А. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

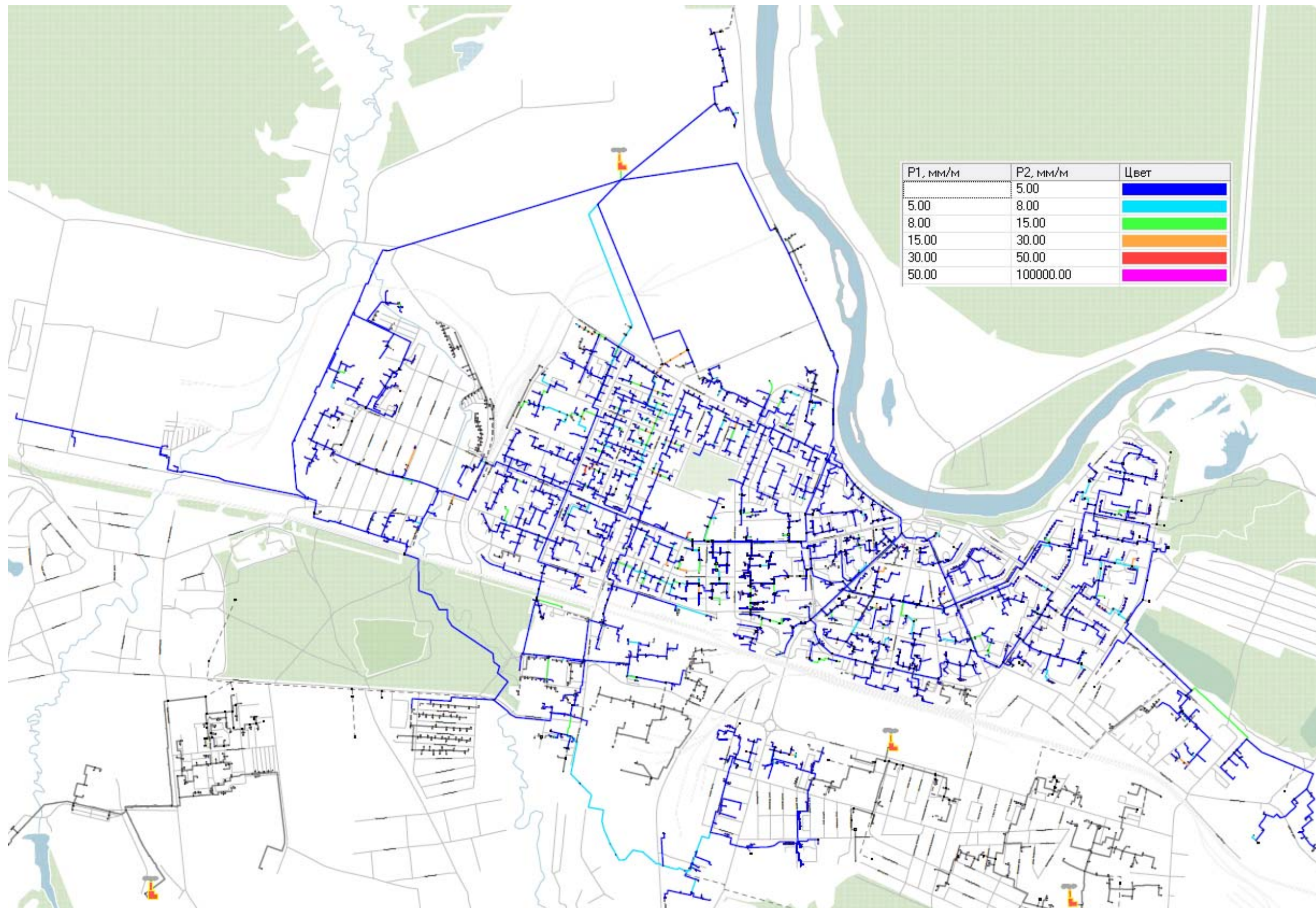


Рисунок А 1 – Удельные потери напора на участках тепловой сети ТЭЦ (текущее состояние)

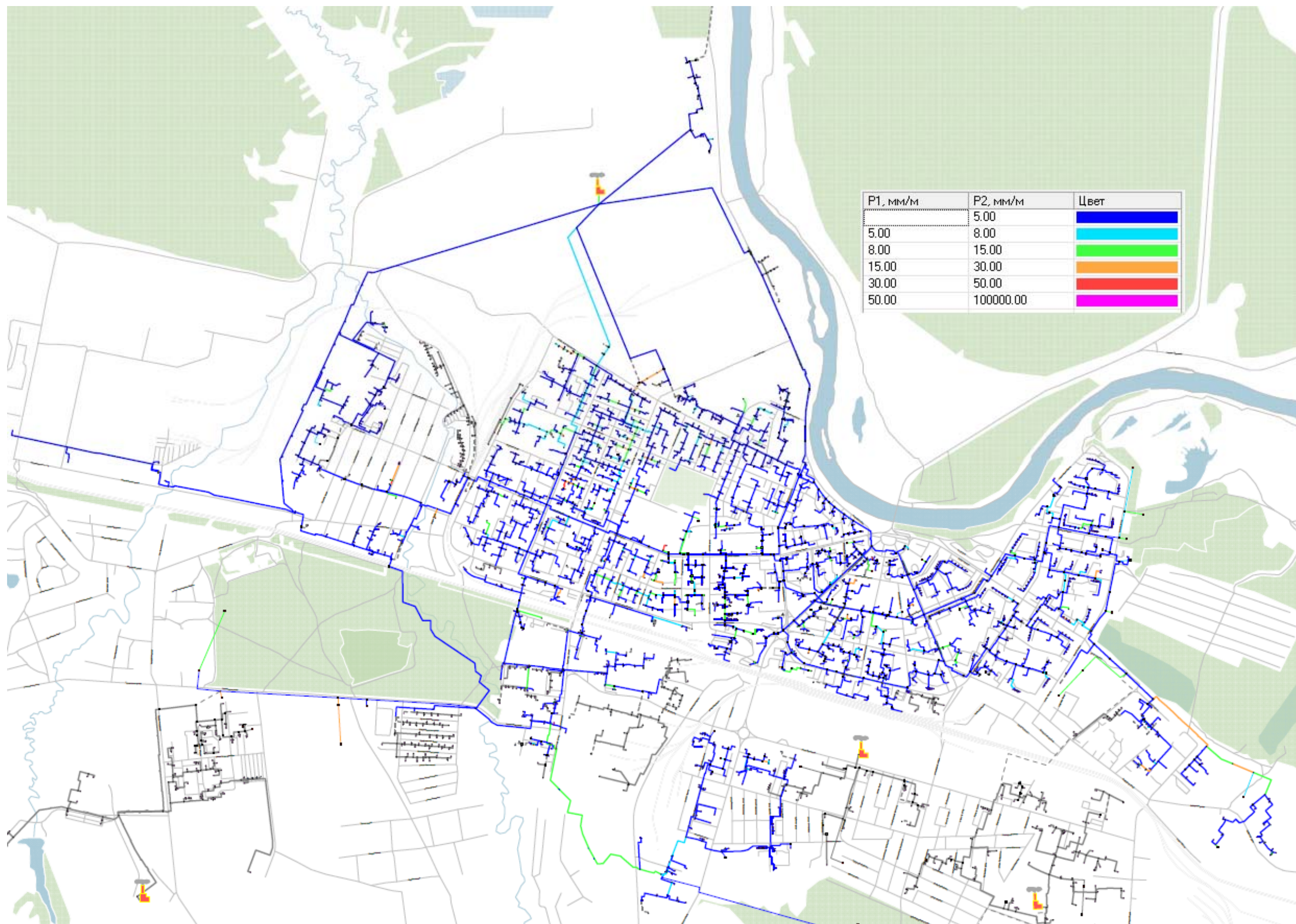


Рисунок А 2 – Удельные потери напора на участках тепловой сети ТЭЦ (2031 г.; без увеличения диаметров участков от Уз-322 до Уз-339 и от тк-806 до уз-830)

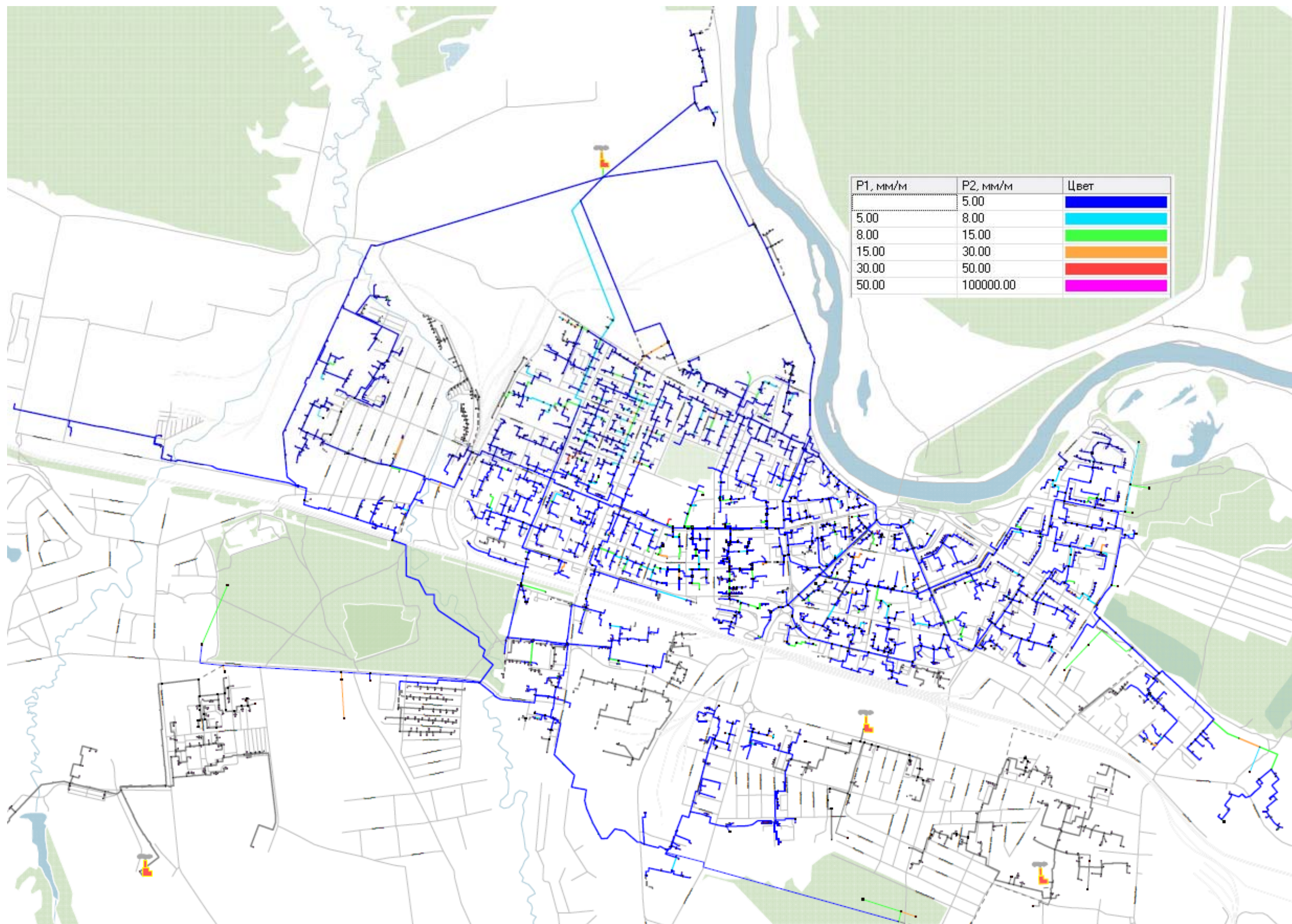


Рисунок А 3 – Удельные потери напора на участках тепловой сети ТЭЦ (2031 г.; с увеличением диаметров участков от Уз-322 до Уз-339 и от тк-806 до уз-830)

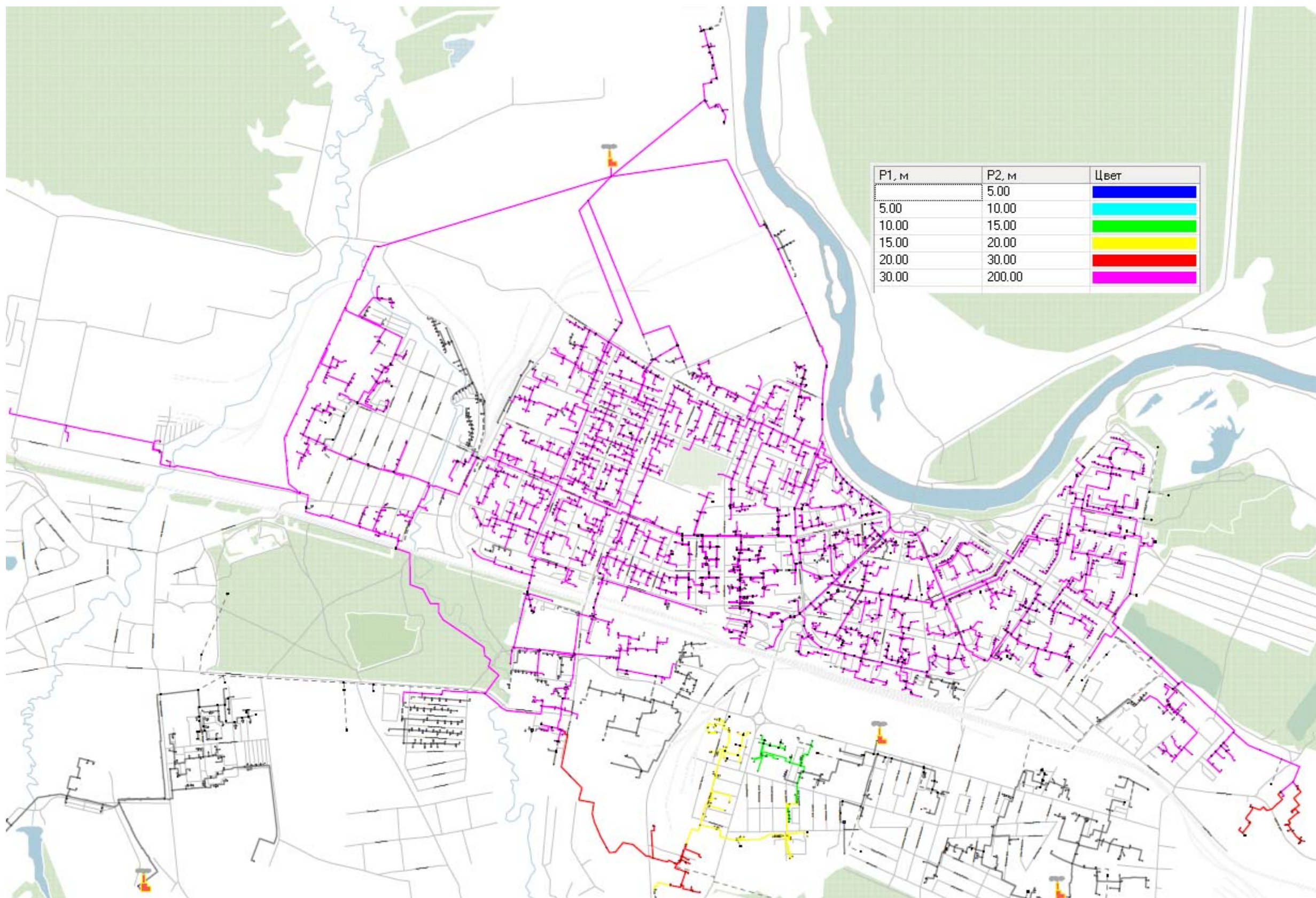


Рисунок А 4 – Располагаемый напор на участках тепловой сети ТЭЦ (текущее состояние)

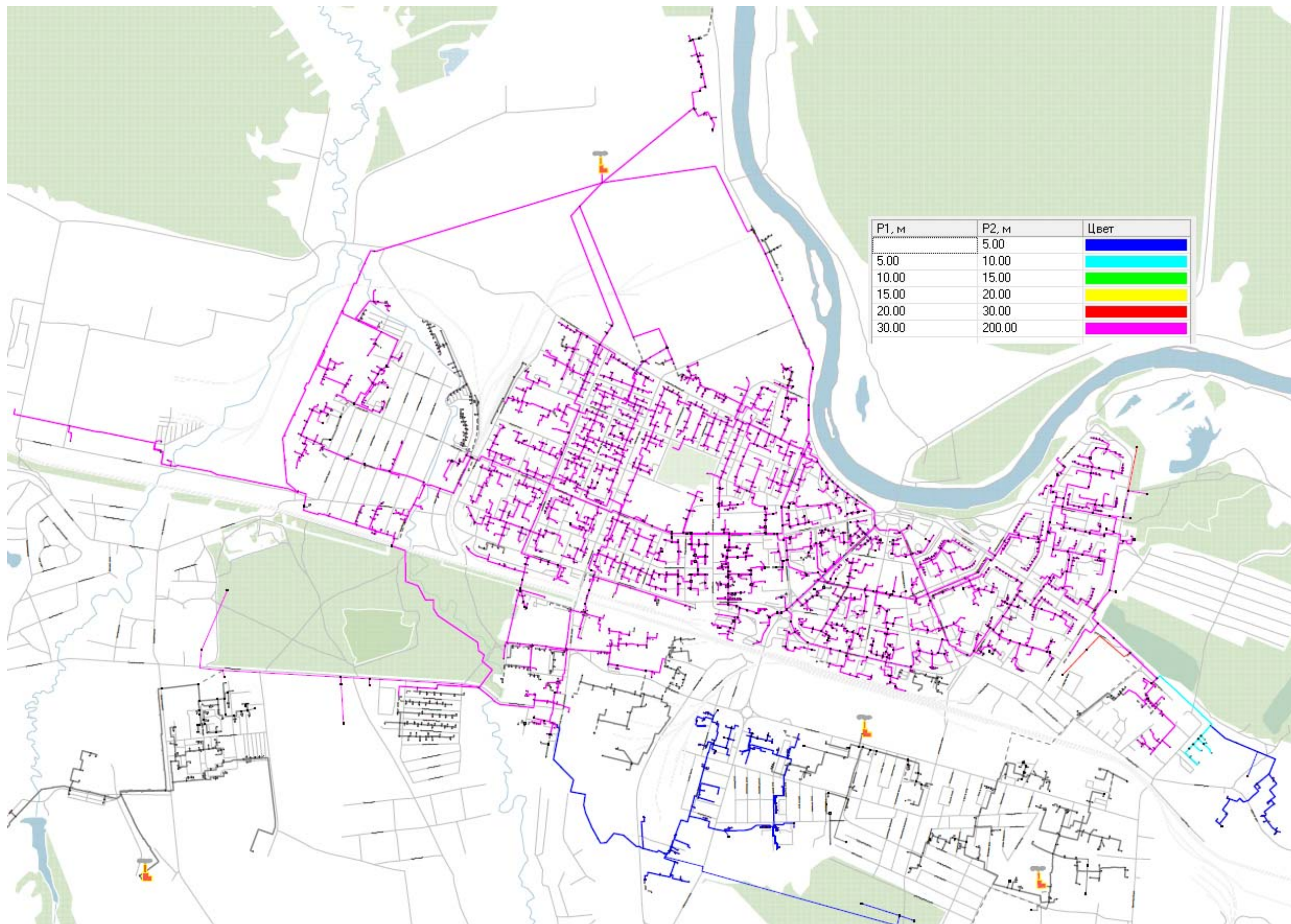


Рисунок А 5 – Располагаемый напор на участках тепловой сети ТЭЦ (2031 г.; без увеличения диаметров участков от Уз-322 до Уз-339 и от тк-806 до уз-830)

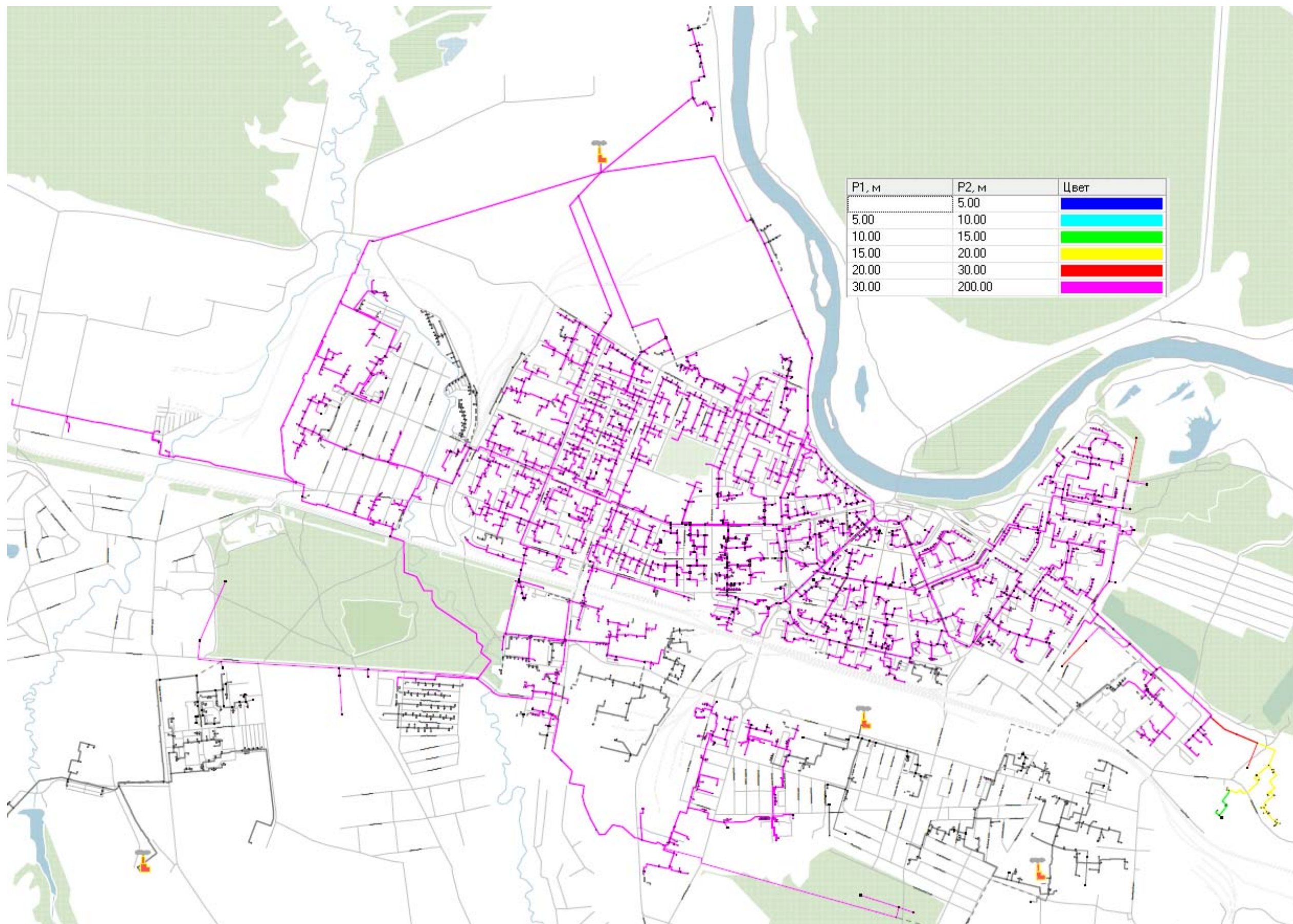


Рисунок А 6 – Располагаемый напор на участках тепловой сети ТЭЦ (2031 г.; с увеличением диаметров участков от Уз-322 до Уз-339 и от тк-806 до уз-830)

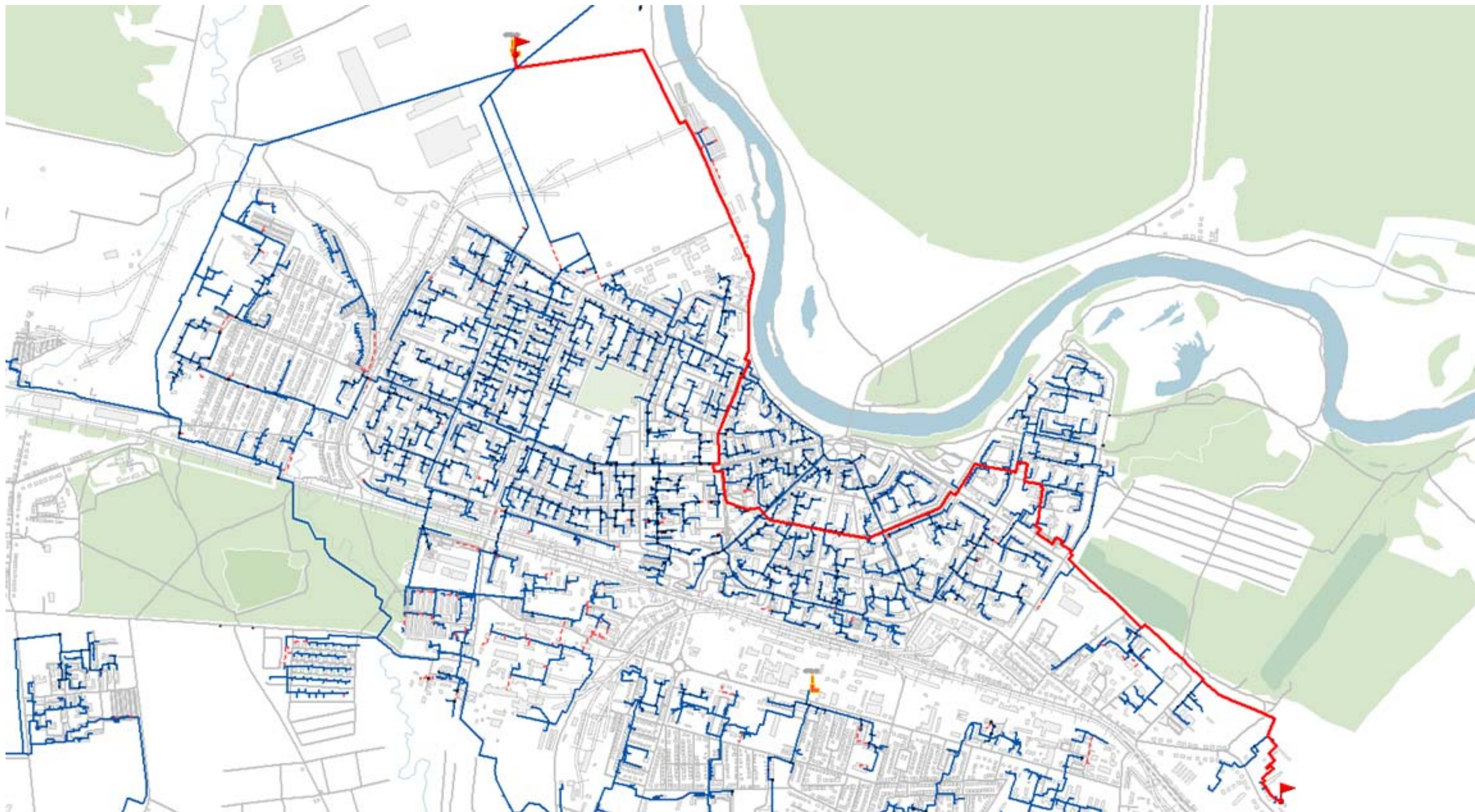


Рисунок А 7 – Схема магистрали № 1 ТЭЦ с маршрутом пьезометрического графика от ТЭЦ до узла ввода САХ

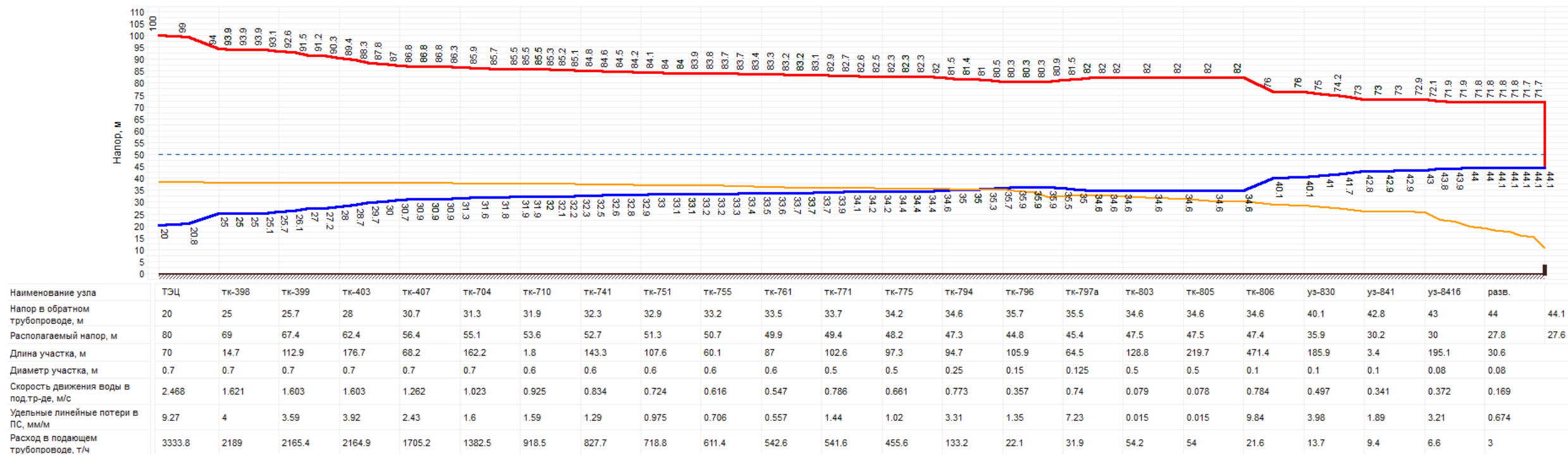


Рисунок А 8 – Пьезометрический график магистрали №1 ТЭЦ от тк-763 до узла ввода САХ (текущее состояние)

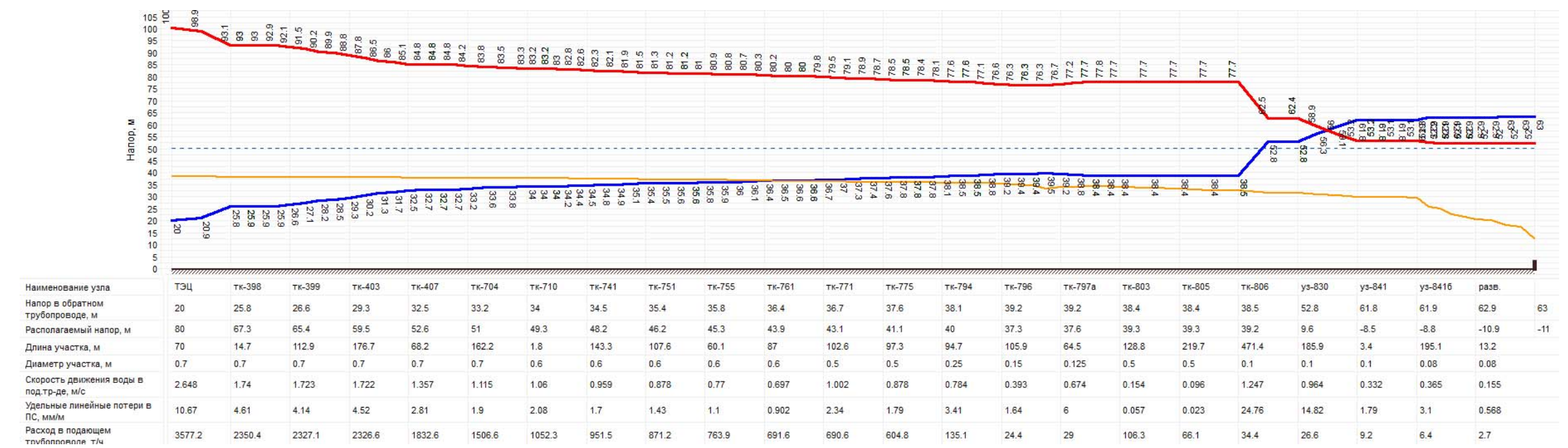


Рисунок А 9 – Пьезометрический график магистрали №1 ТЭЦ от тк-763 до узла ввода САХ (2031 г.; без увеличения диаметров участков от Уз-322 до Уз-339 и от тк-806 до уз-830)

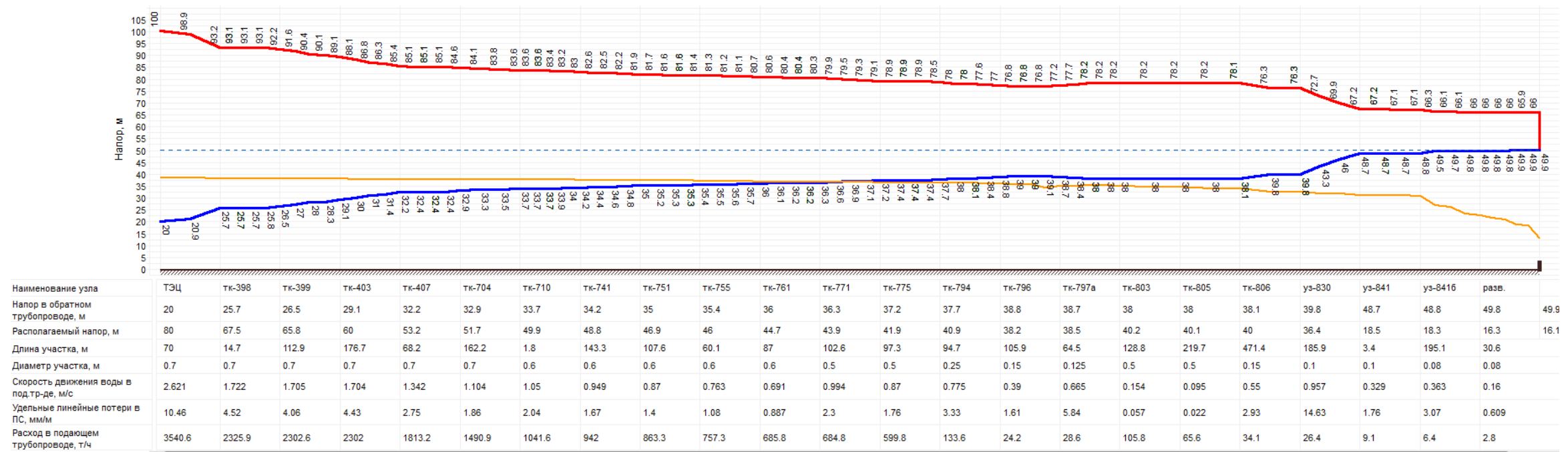


Рисунок А 10 – Пьезометрический график магистрали №1 ТЭЦ от тк-763 до узла ввода САХ (2031 г.; с увеличением диаметров участков от Уз-322 до Уз-339 и от тк-806 до уз-830)

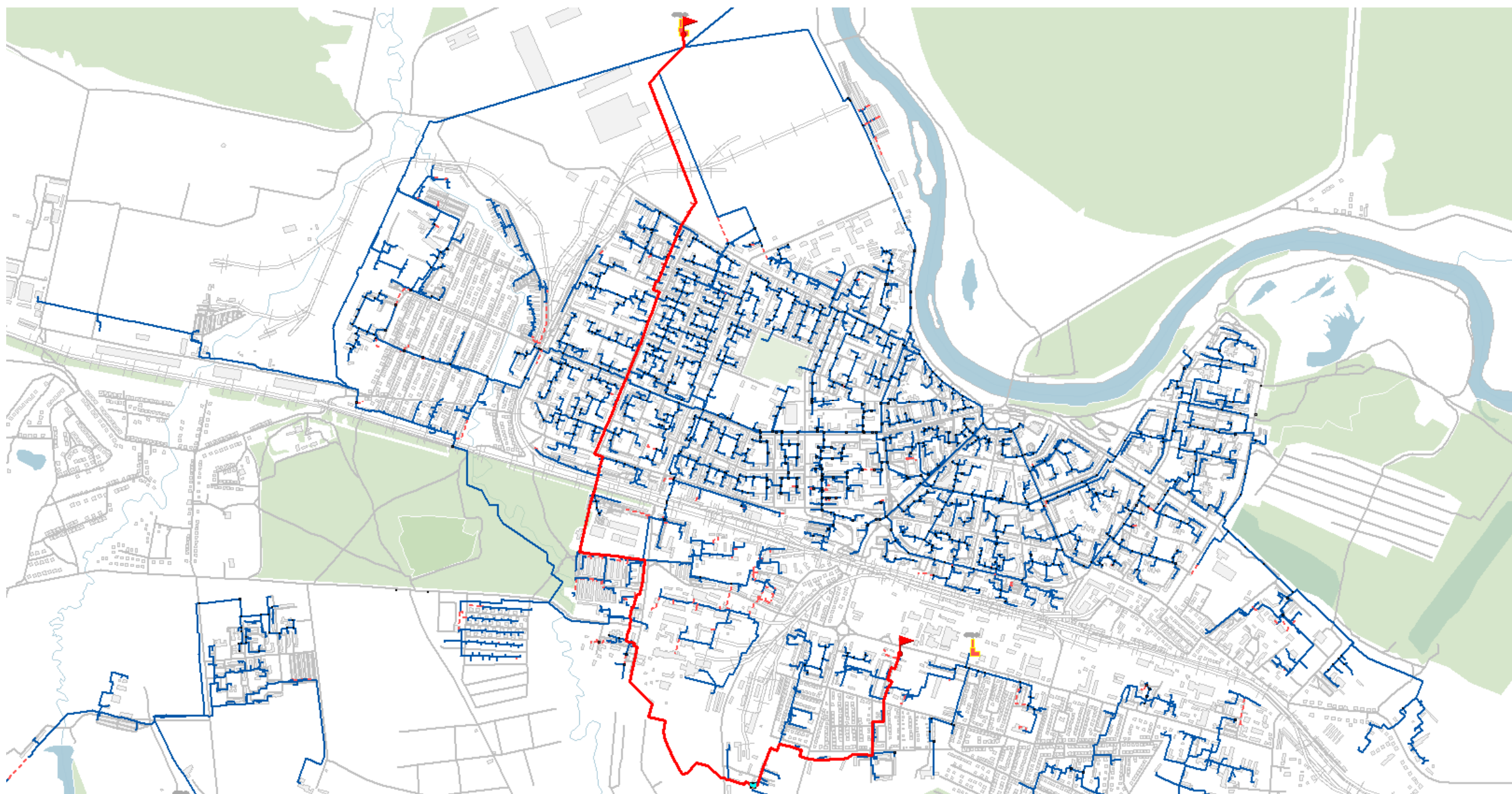


Рисунок А 11 – Схема магистрали № 2 ТЭЦ с маршрутом пьезометрического графика от ТЭЦ до узла ввода ул. Драгунова 2

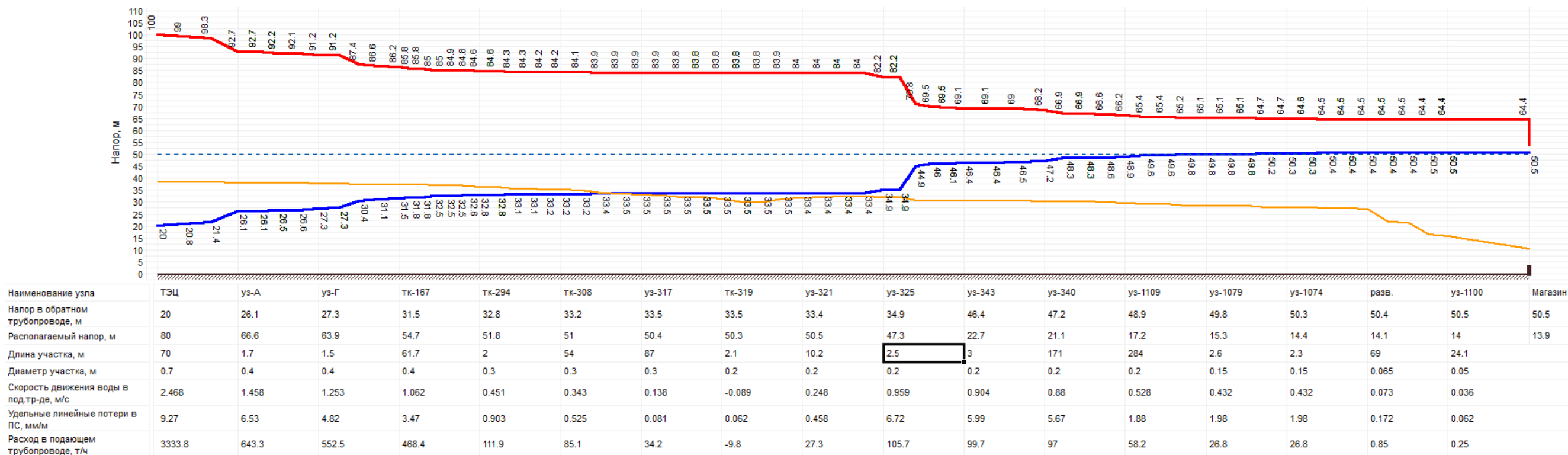


Рисунок А 12 – Пьезометрический график ТЭЦ от ТЭЦ до узла ввода ул. Драгунова 2 (текущее состояние)

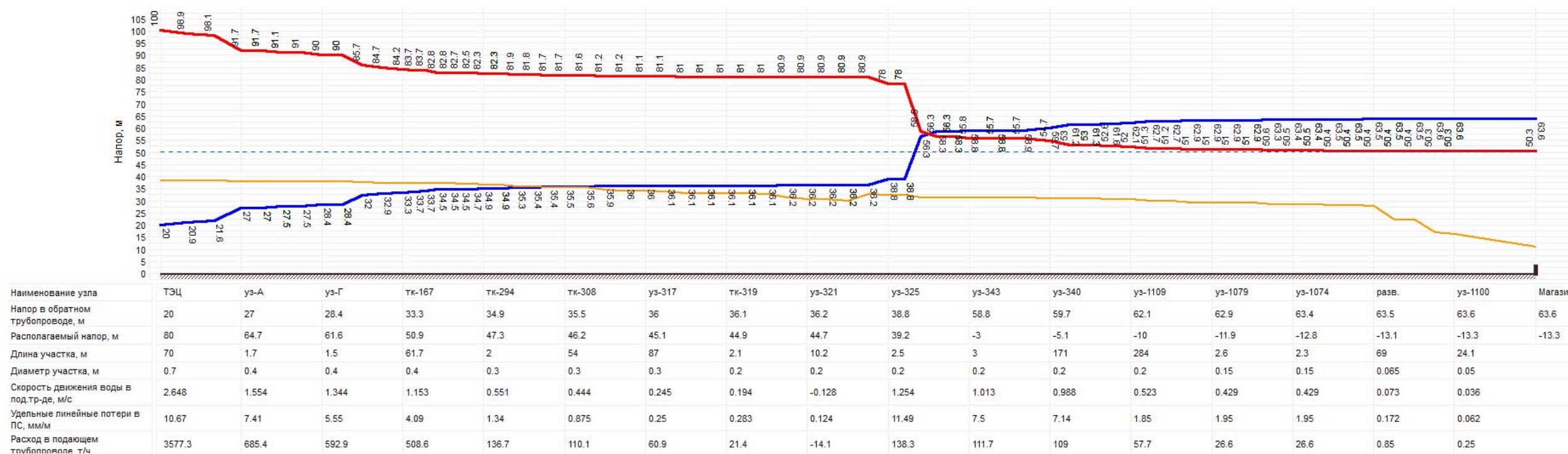


Рисунок А 13 – Пьезометрический график ТЭЦ от ТЭЦ до узла ввода ул. Драгунова 2 (2031 г.; без увеличения диаметров участков от Уз-322 до Уз-339 и от тк-806 до уз-830)

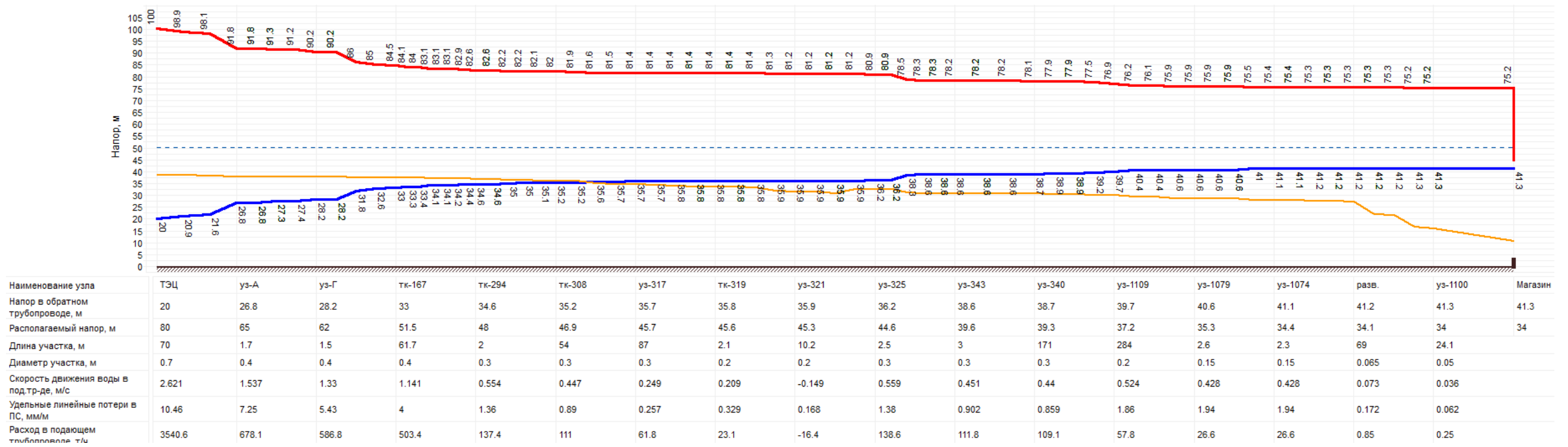


Рисунок А 14 – Пьезометрический график ТЭЦ от ТЭЦ до узла ввода ул. Драгунова 2 (2031 г.; с увеличением диаметров участков от Уз-322 до Уз-339 и от тк-806 до уз-830)

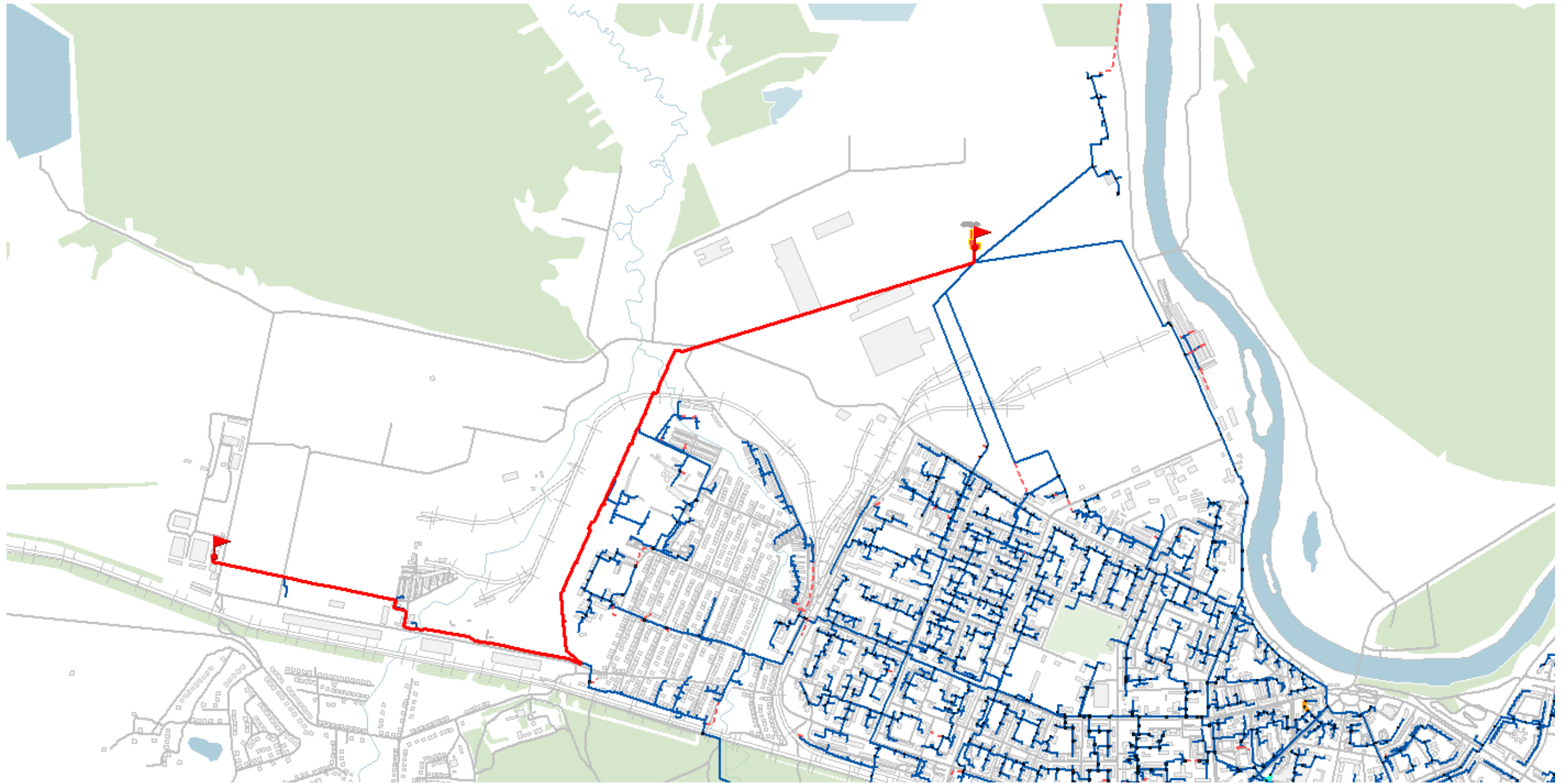


Рисунок А 15 – Схема магистрали № 3 ТЭЦ с маршрутом пьезометрического графика от ТЭЦ до базы УмиАТ

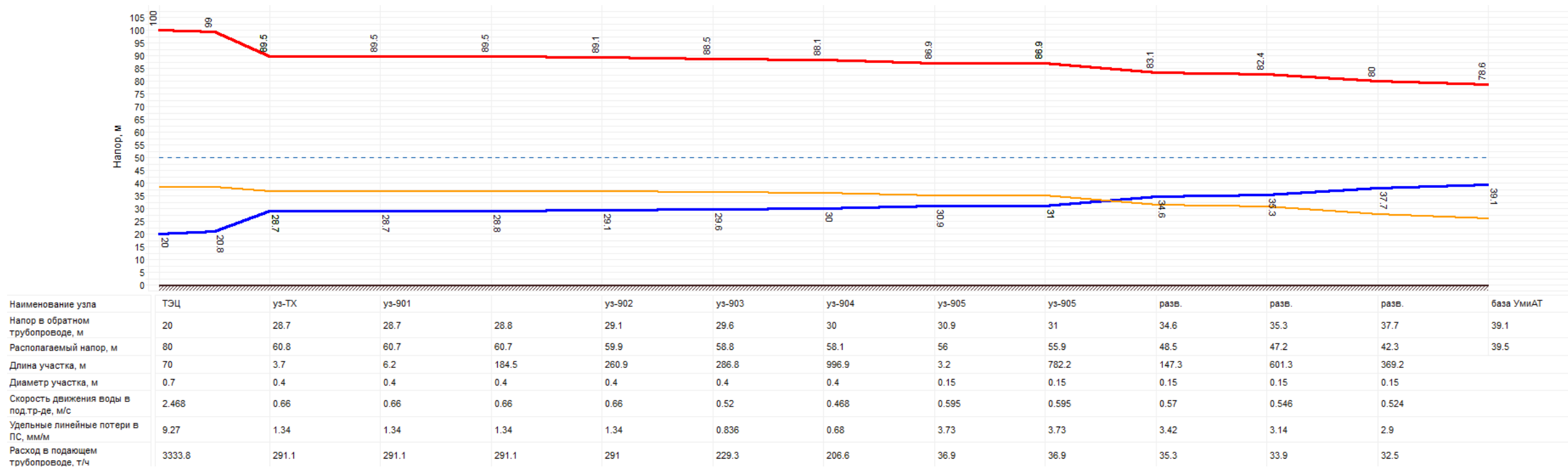


Рисунок А 16 – Пьезометрический график ТЭЦ от ТЭЦ до ввода на базу УмиАТ (текущее состояние)

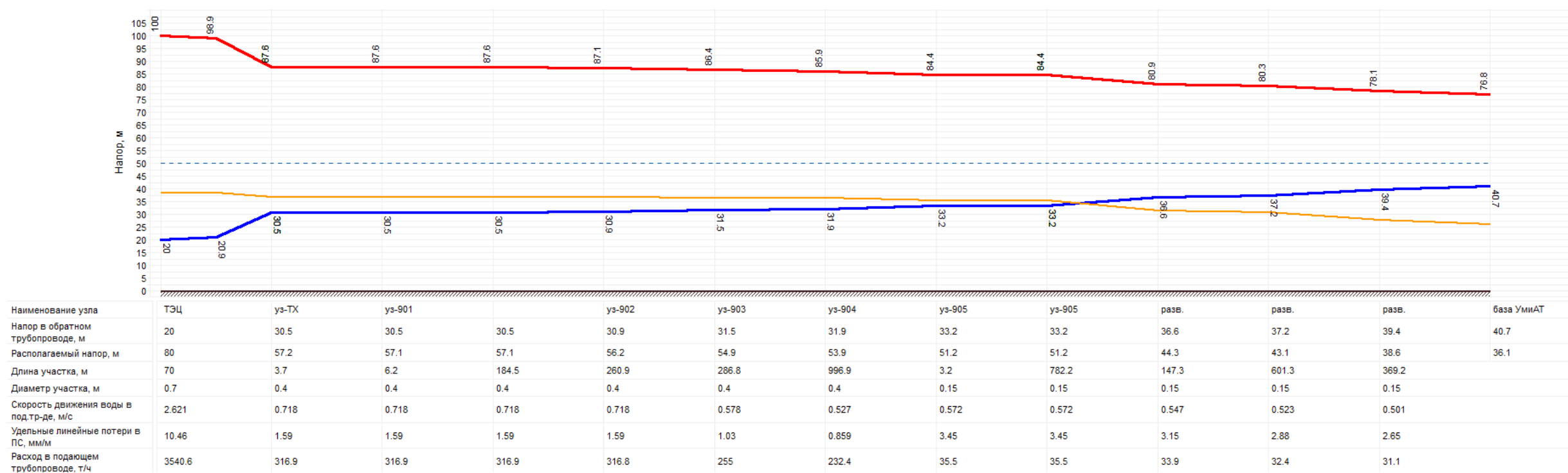


Рисунок А 17 – Пьезометрический график ТЭЦ от ТЭЦ до ввода на базу УмиАТ (2031 г.)

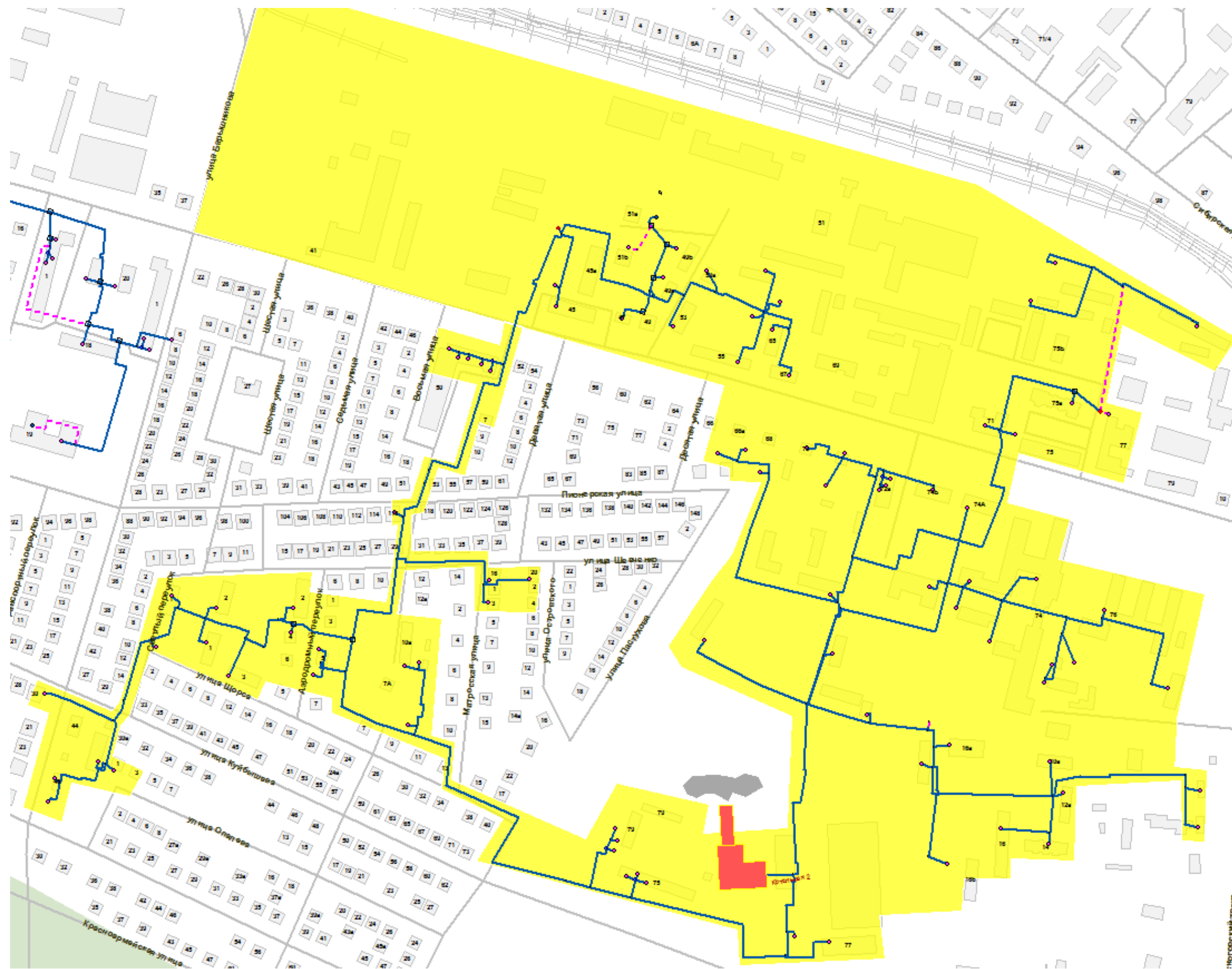


Рисунок А 18 – Зона действия Котельной №2 (МУП "Глазовские теплосети")



Рисунок А 19 – Удельные потери напора на участках тепловой сети Котельной №2 (текущее состояние)

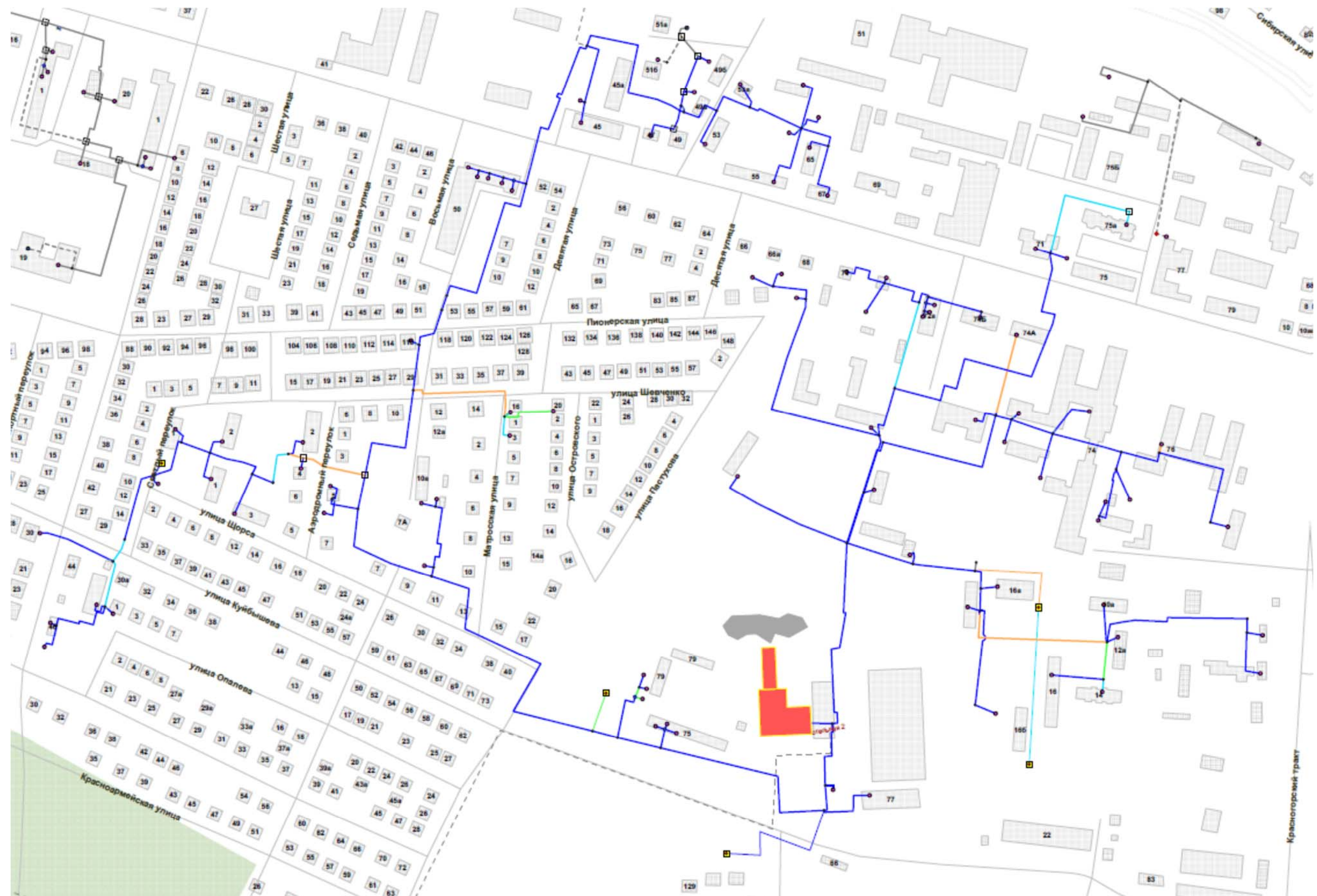


Рисунок А 20 – Удельные потери напора на участках тепловой сети Котельной №2 (2031 г.)

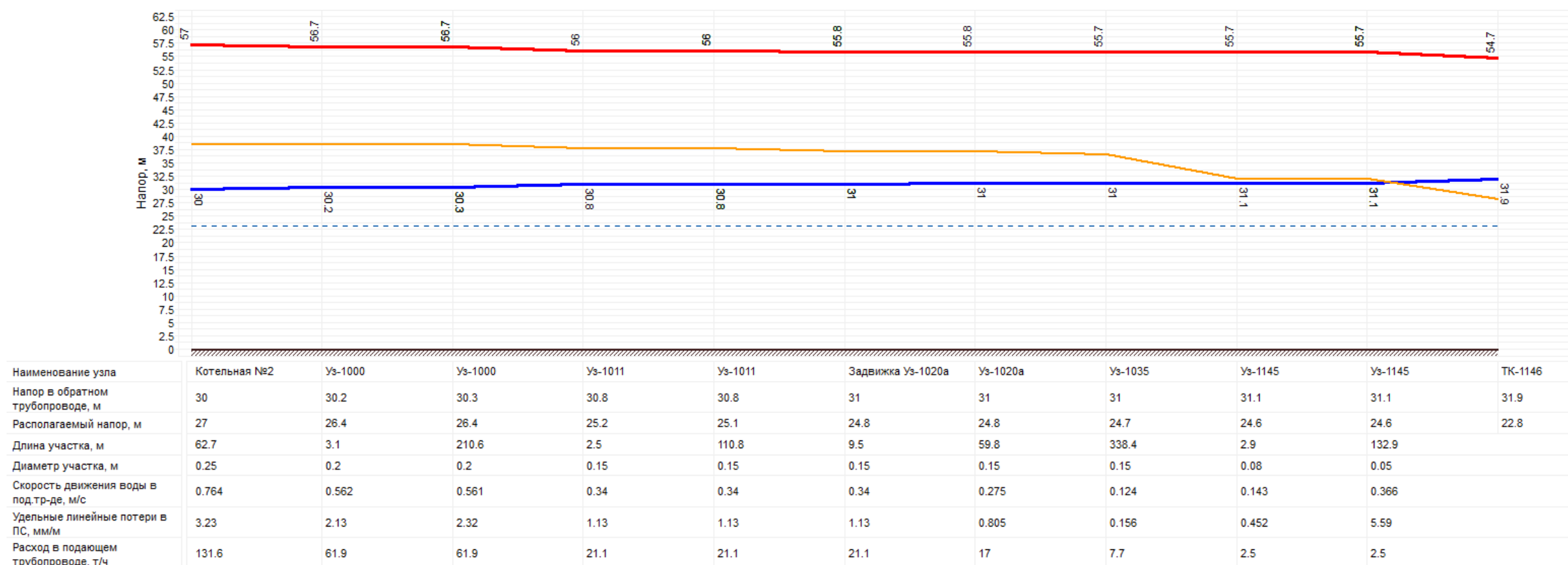


Рисунок А 22 – Пьезометрический график Котельной №2 от Котельной №2 до ТК-1146 (текущее состояние)

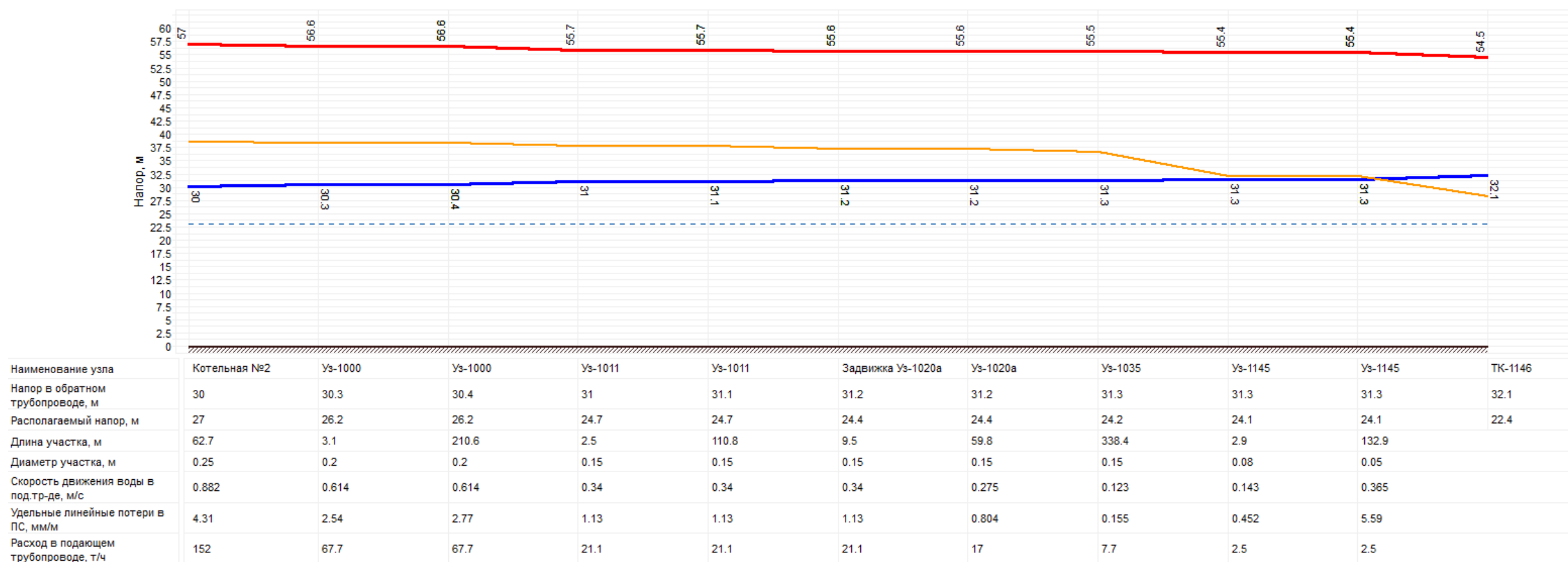


Рисунок А 23 – Пьезометрический график Котельной №2 от Котельной №2 до ТК-1146 (2031 г.)

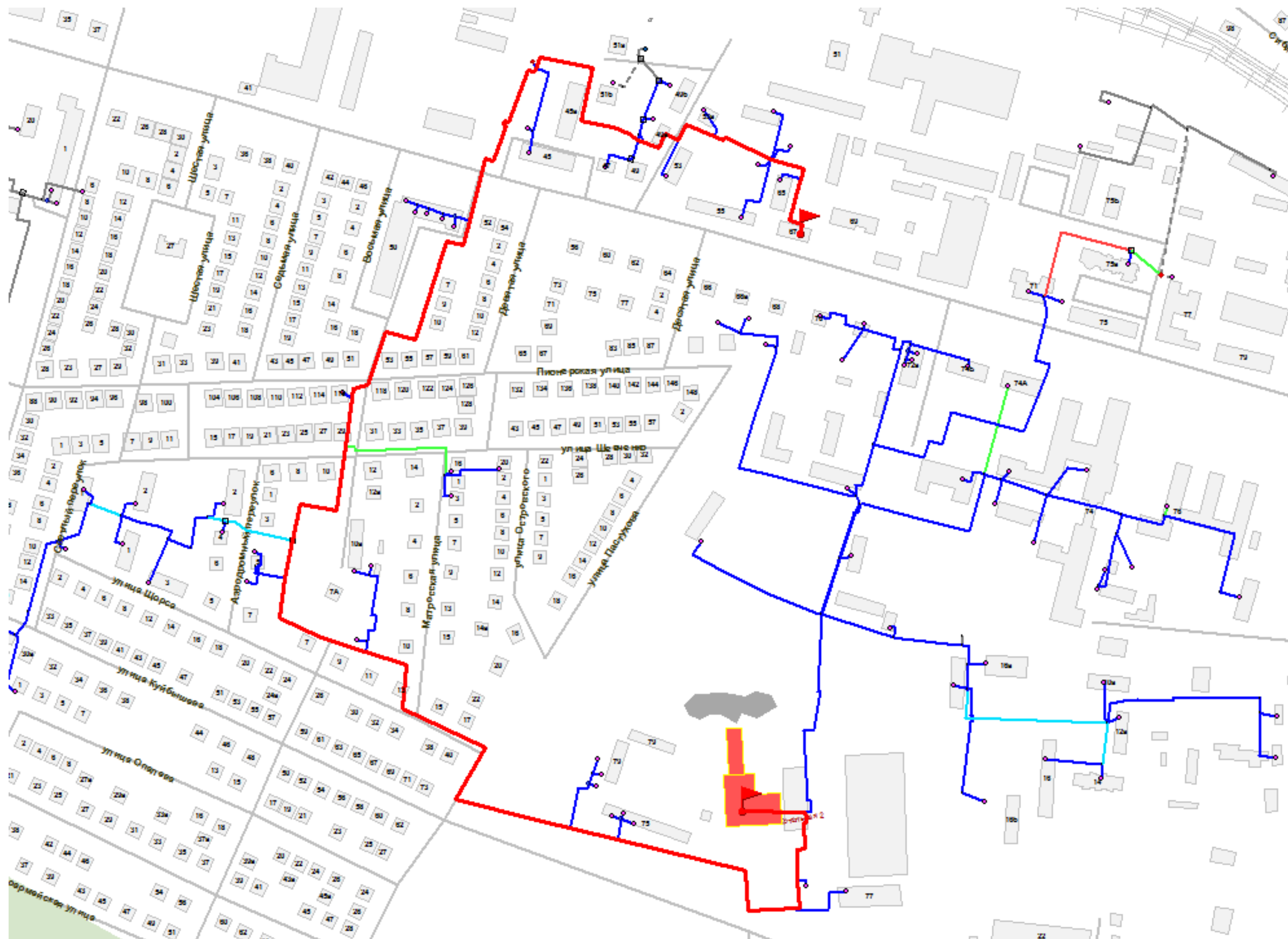


Рисунок А 24 – Схема магистрали № 2 Котельной №2 с маршрутом пьезометрического графика от Котельной №2 до узла ввода Драгунова 67

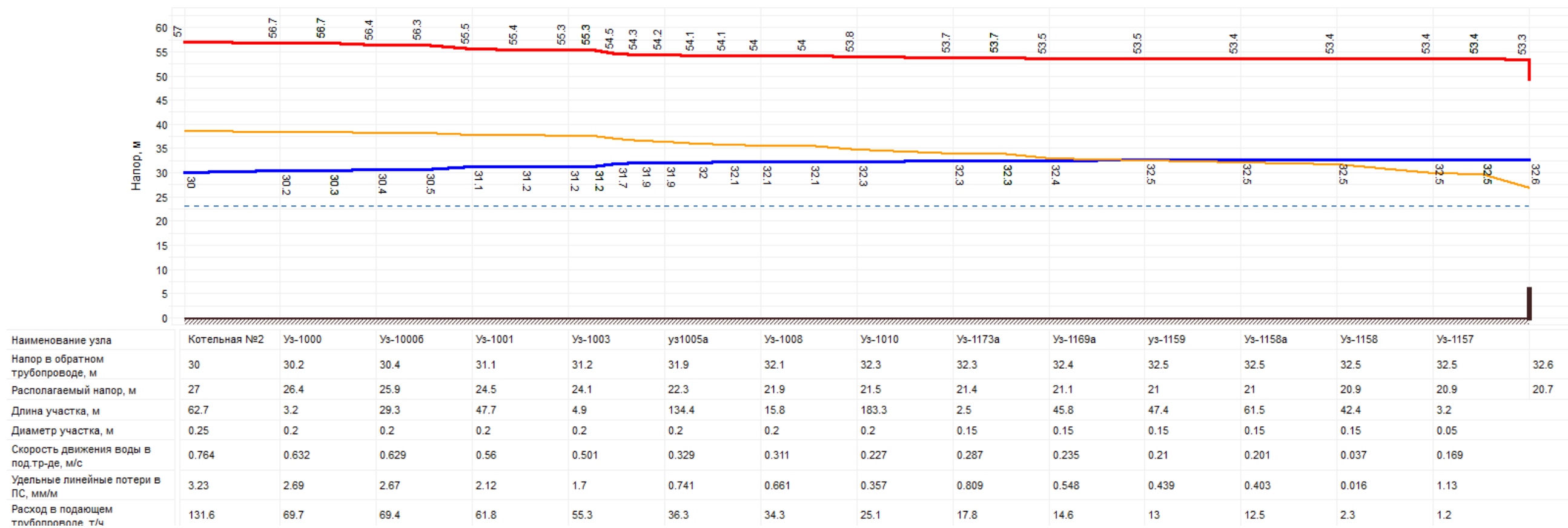


Рисунок А 25 – Пьезометрический график Котельной №2 от Котельной №2 до узла ввода Драгунова 67 (текущее состояние)

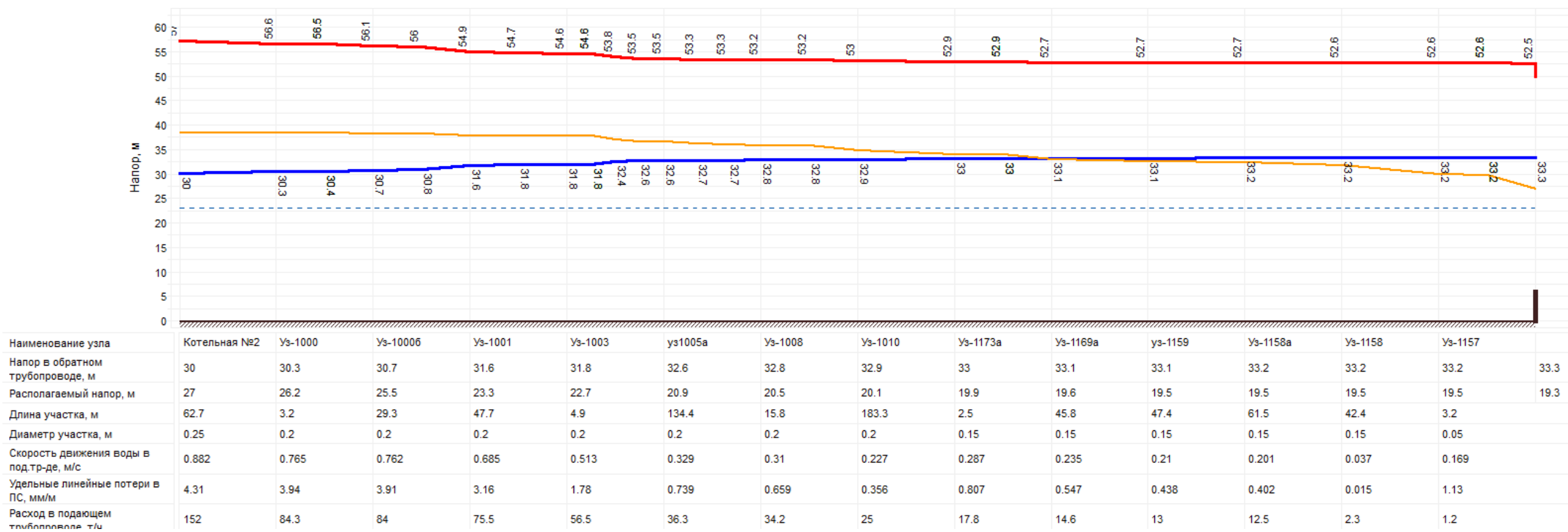


Рисунок А 26 – Пьезометрический график Котельной №2 от Котельной №2 до узла ввода Драгунова 67 (2031 г.)

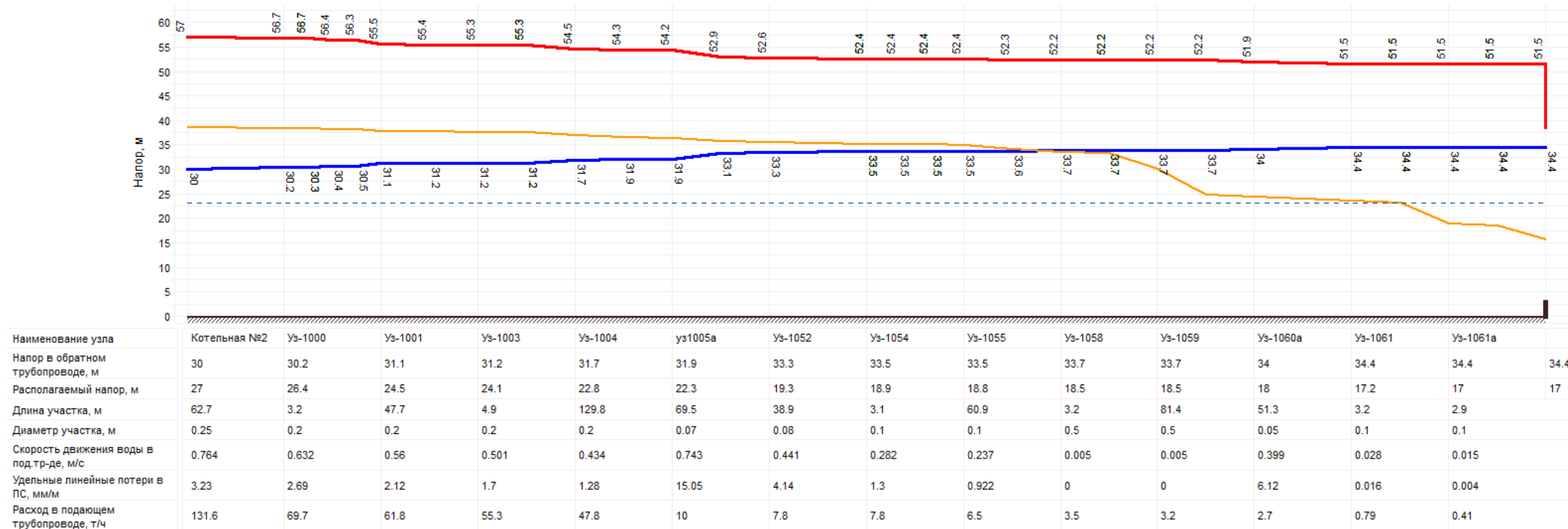


Рисунок А 28 – Пьезометрический график Котельной №2 от Котельной №2 до узла ввода ул. Барышникова 46 (текущее состояние)

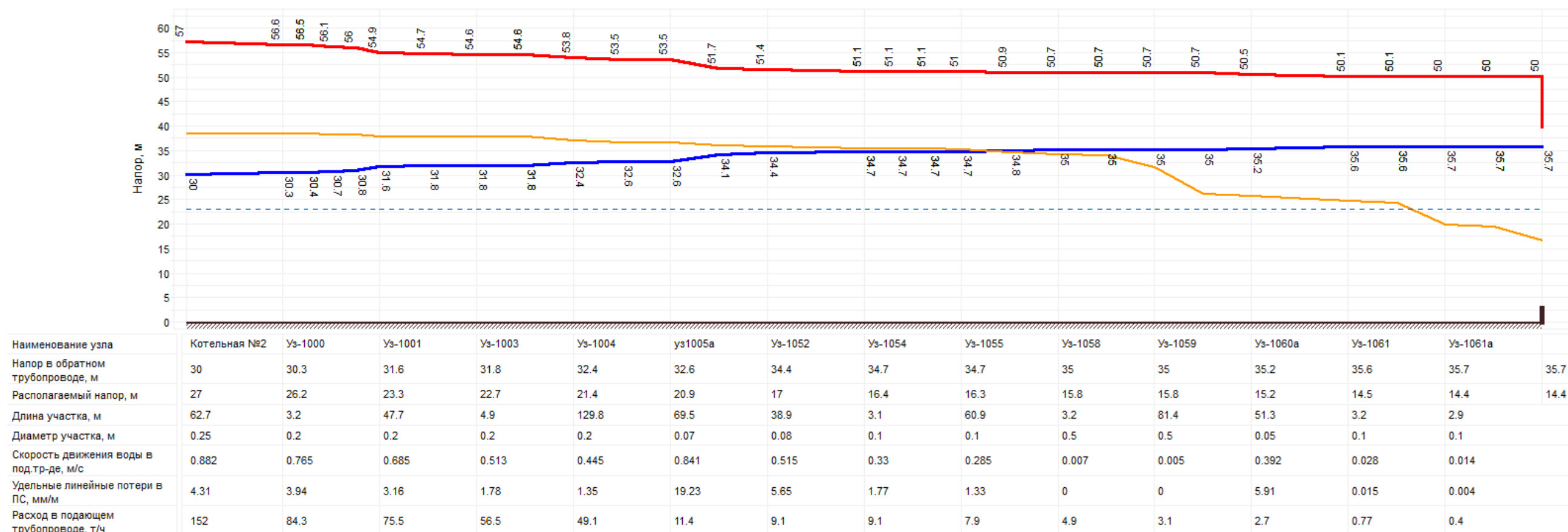


Рисунок А 29 – Пьезометрический график Котельной №2 от Котельной №2 до узла ввода ул. Барышникова 46 (2031 г.)

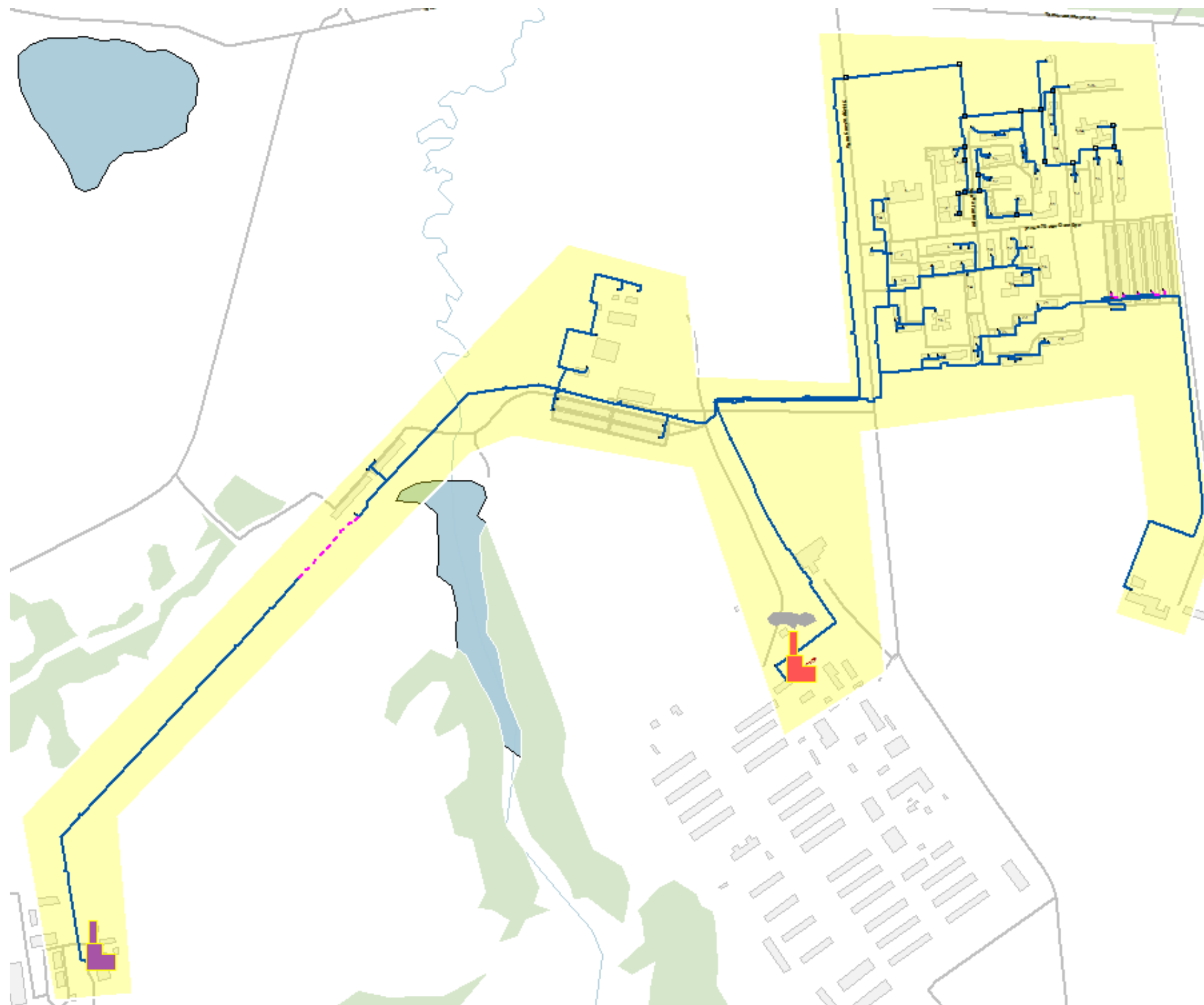


Рисунок А 30 – Зона действия Котельной №3 (ООО «КомЭнерго»)

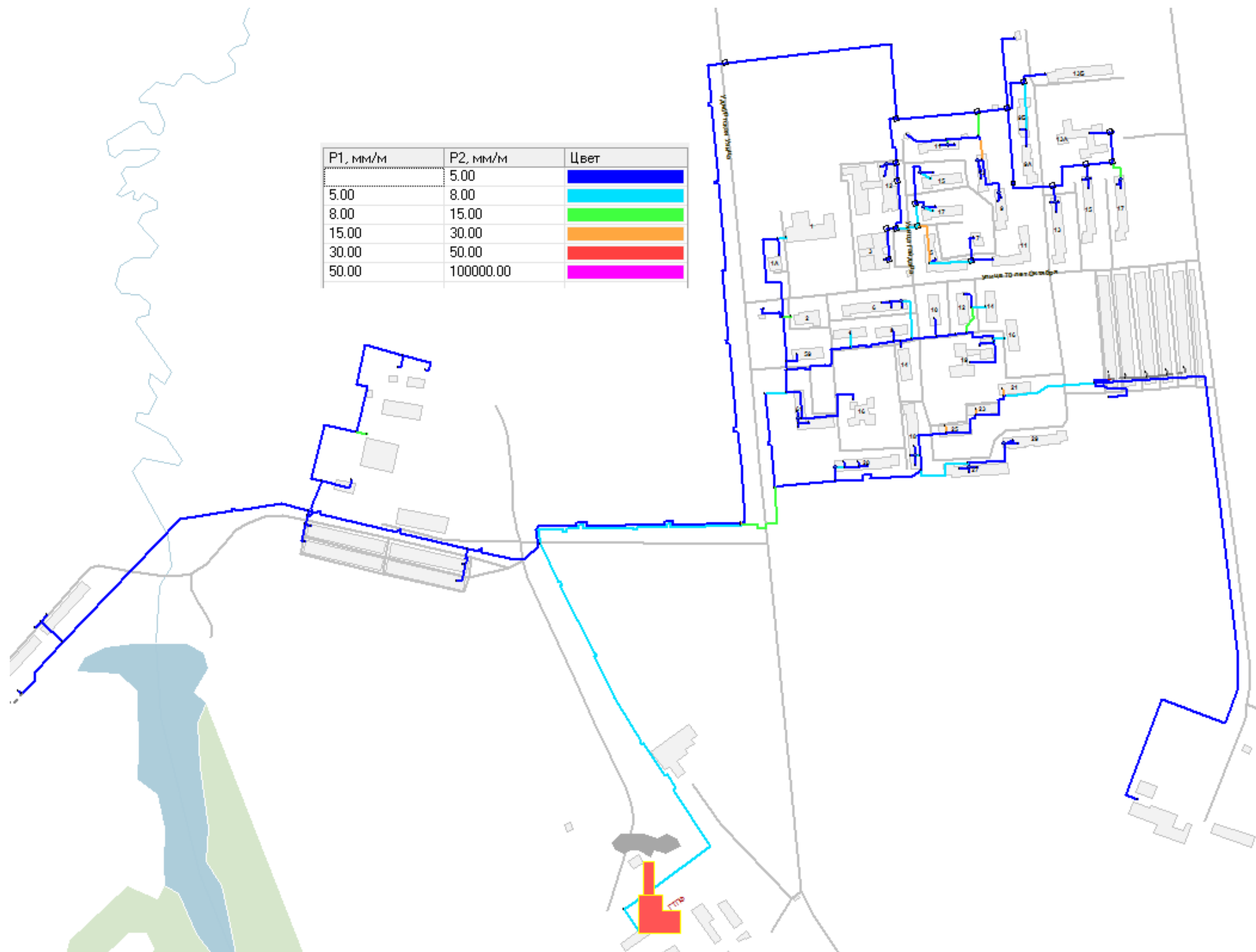


Рисунок А 31 – Удельные потери напора на участках тепловой сети Котельной №3 (текущее состояние)

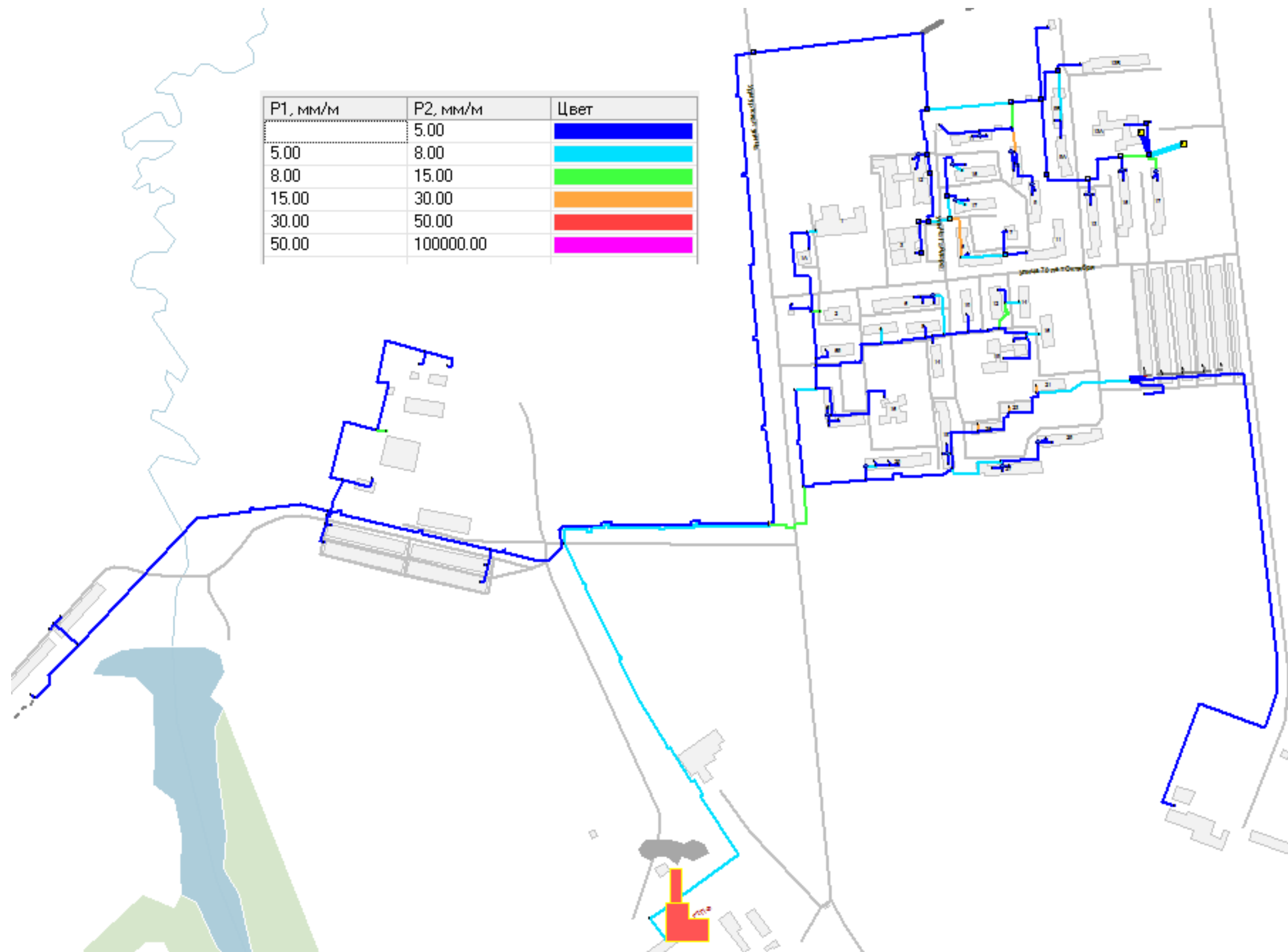


Рисунок А 32 – Удельные потери напора на участках тепловой сети Котельной №3 (2031 г.)

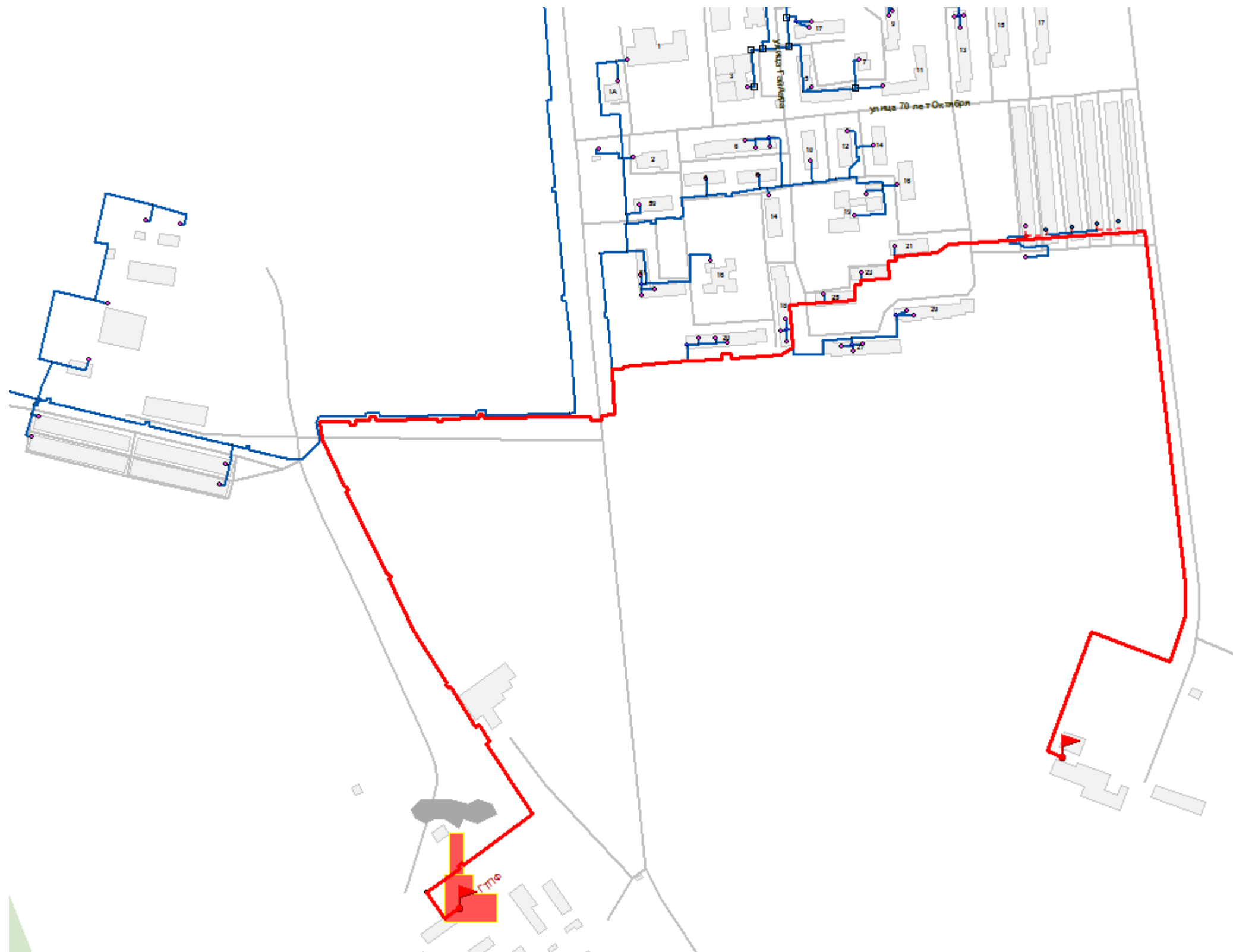
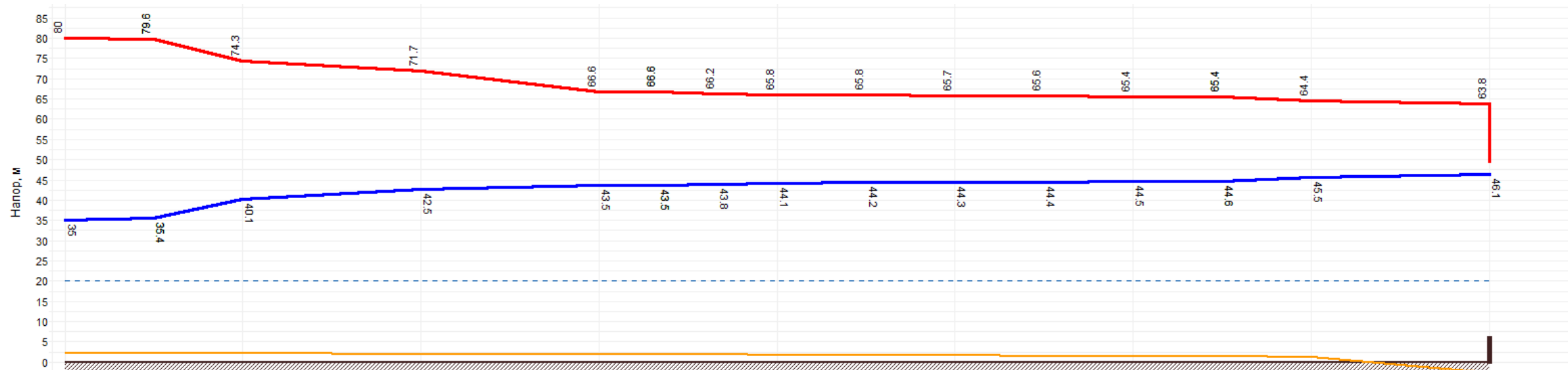
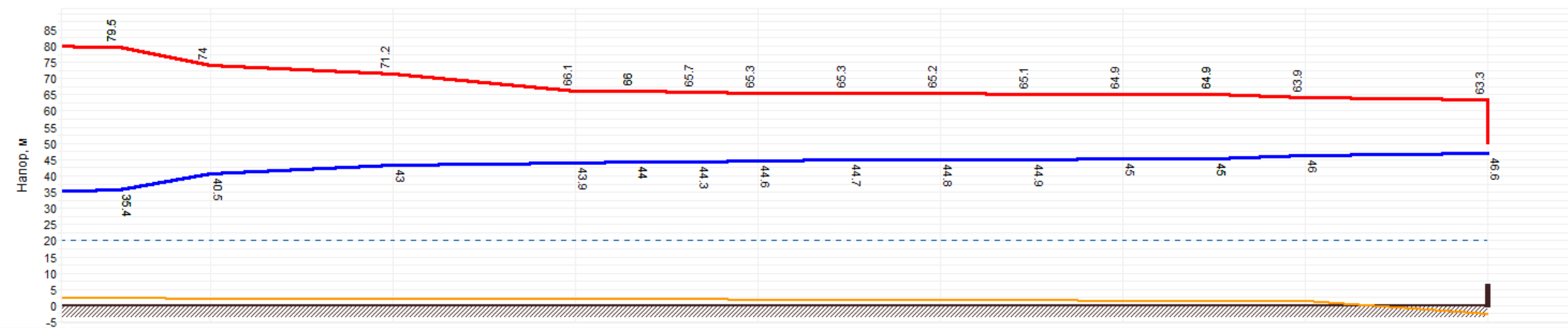


Рисунок А 33 – Схема магистрали Котельной №3 с маршрутом пьезометрического графика от Котельной №3 до п/д "Звёздная"



Наименование узла	Котельная №3	Уз-1500	уз1605	Уз 1501	Уз 1503	Уз 1505	Уз 1507	Уз 1508	п/д "Звёздная"
Напор в обратном трубопроводе, м	35	40.1	42.5	43.5	44.1	44.3	44.5	45.5	46.1
Располагаемый напор, м	45	34.2	29.2	23.1	21.7	21.4	20.9	18.9	17.6
Длина участка, м	52.1	315.2	105.2	2.9	19.4	61.1	3.5	848.9	
Диаметр участка, м	0.3	0.3	0.2	0.15	0.15	0.15	0.15	0.1	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.122	1.121	0.972	0.918	0.489	0.32	0.269	0.181	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	5.54	5.54	9.73	8.84	2.52	1.09	0.77	0.583	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	278.3	278.2	107.2	56.9	30.3	19.8	16.7	5	

Рисунок А 34 – Пьезометрический график Котельной №3 от Котельной №3 до п/д "Звёздная" (текущее состояние)



Наименование узла	Котельная №3	Уз-1500	уз1605	Уз 1501	Уз 1503	Уз 1505	Уз 1507	Уз 1508	п/д "Звёздная"
Напор в обратном трубопроводе, м	35.4	40.5	43	43.9	44.6	44.8	45	46	46.6
Располагаемый напор, м	45	33.5	28.2	22.1	20.7	20.4	19.9	17.9	16.7
Длина участка, м	52.1	315.2	105.2	2.9	19.4	61.1	3.5	848.9	
Диаметр участка, м	0.3	0.3	0.2	0.15	0.15	0.15	0.15	0.1	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.122	1.155	0.972	0.918	0.489	0.32	0.269	0.181	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	5.54	5.88	9.73	8.84	2.52	1.09	0.77	0.583	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	278.3	286.6	107.2	56.9	30.3	19.8	16.7	5	

Рисунок А 35 – Пьезометрический график Котельной №3 от Котельной №3 до п/д "Звёздная" (2031 г.)

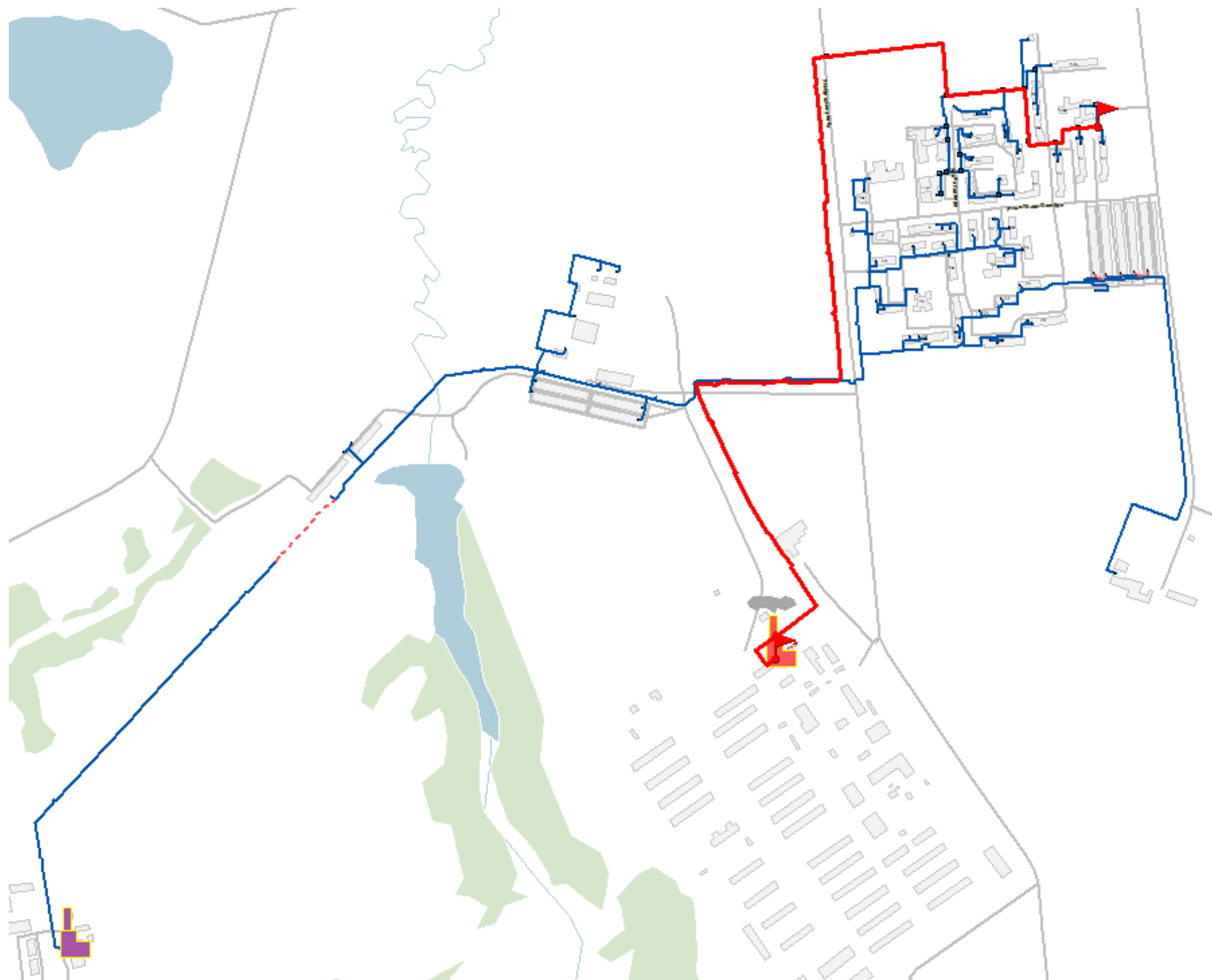


Рисунок А 36 – Схема магистрали Котельной №3 с маршрутом пьезометрического графика от Котельной №3 до ТК-1629

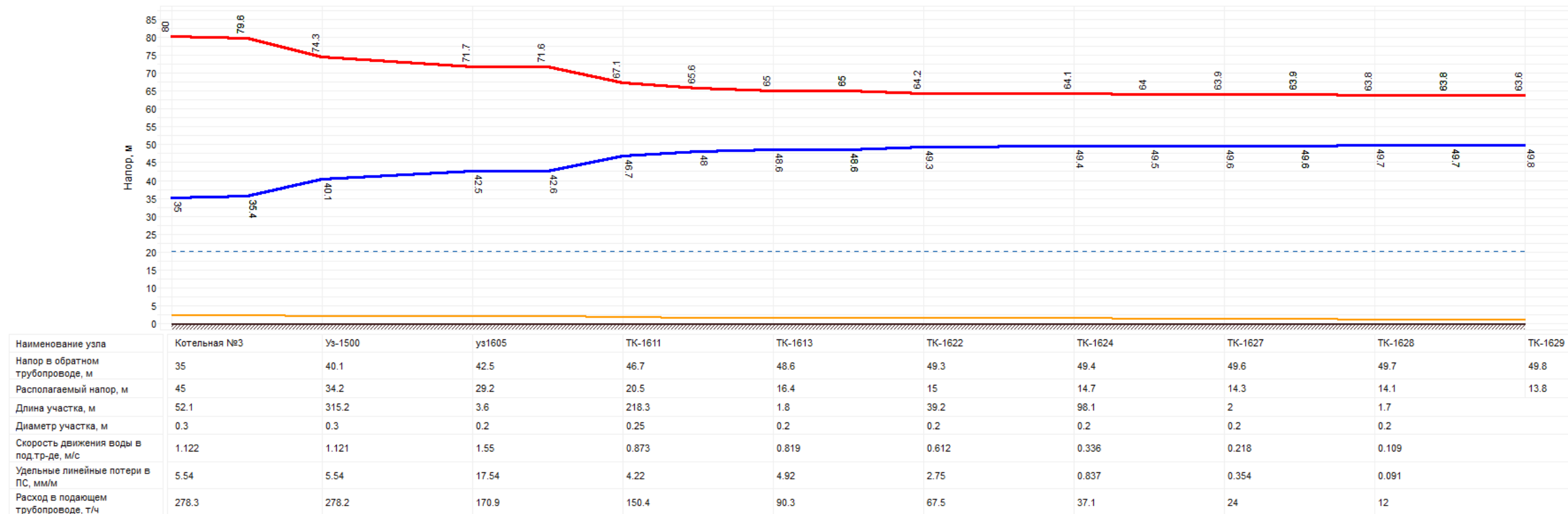


Рисунок А 37 – Пьезометрический график Котельной №3 от Котельной №3 до ТК-1629 (текущее состояние)

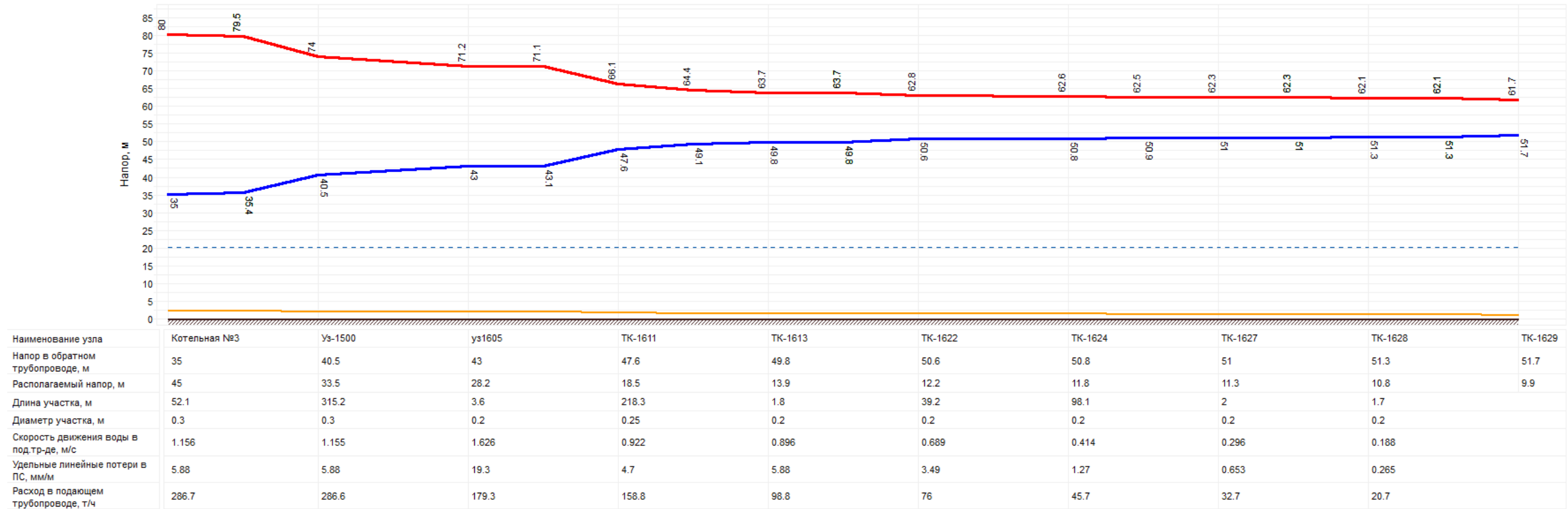


Рисунок А 38 – Пьезометрический график Котельной №3 от Котельной №3 до ТК-1629 (2031 г.)

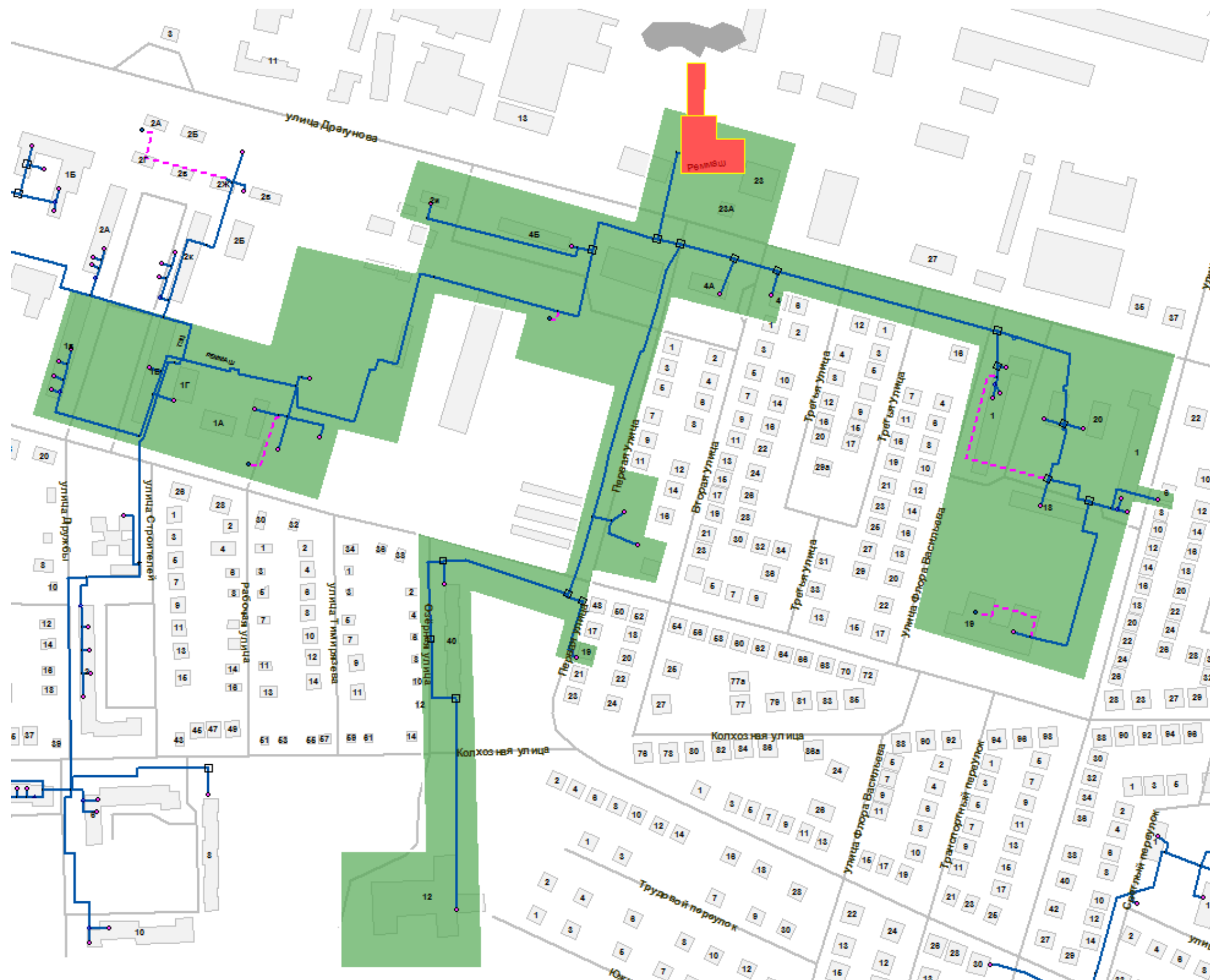


Рисунок А 39 – Зона действия Котельной №4 (АО "Реммаш")

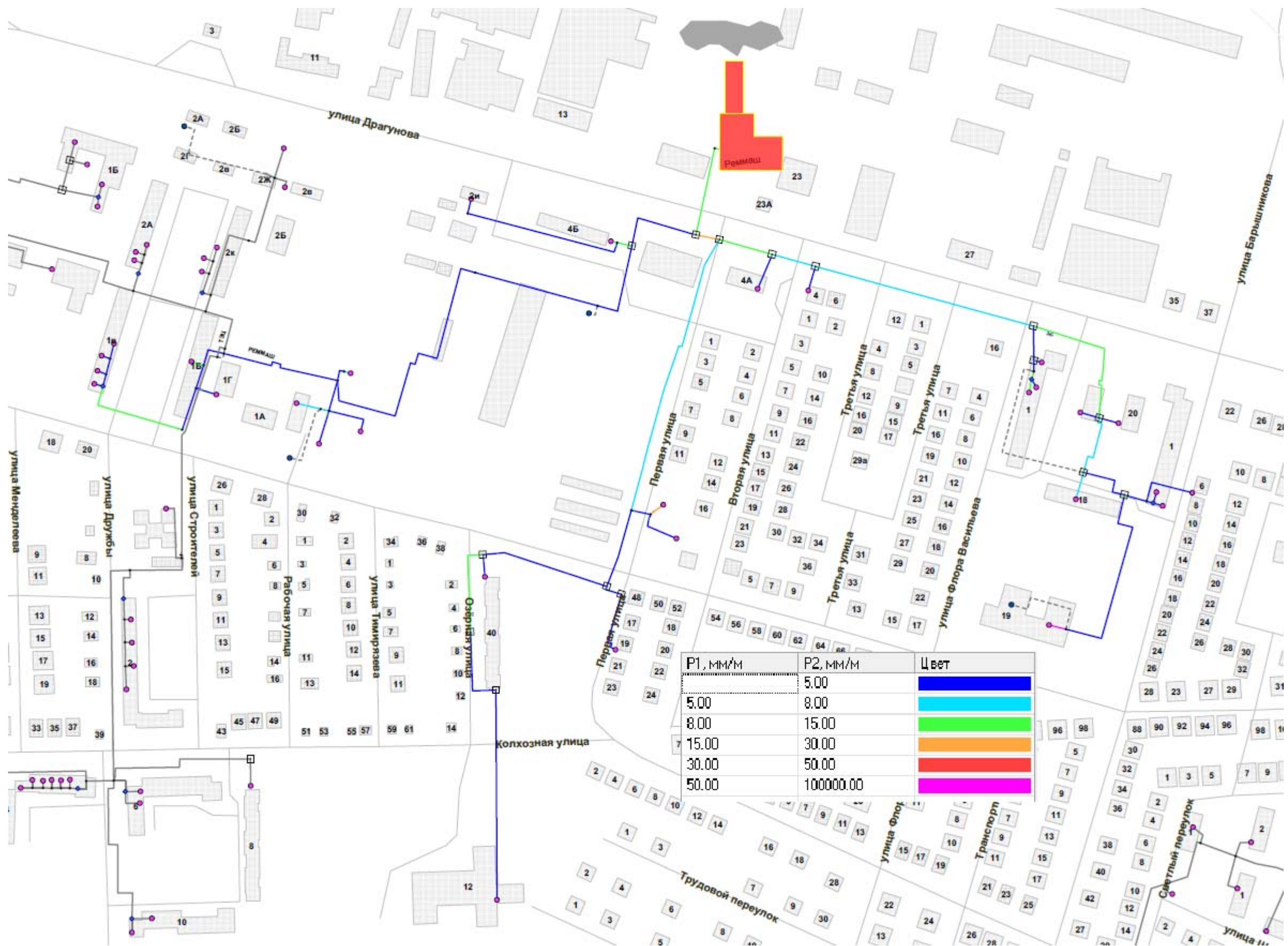


Рисунок А 40 – Удельные потери напора на участках тепловой сети Котельной №4 (текущее состояние)

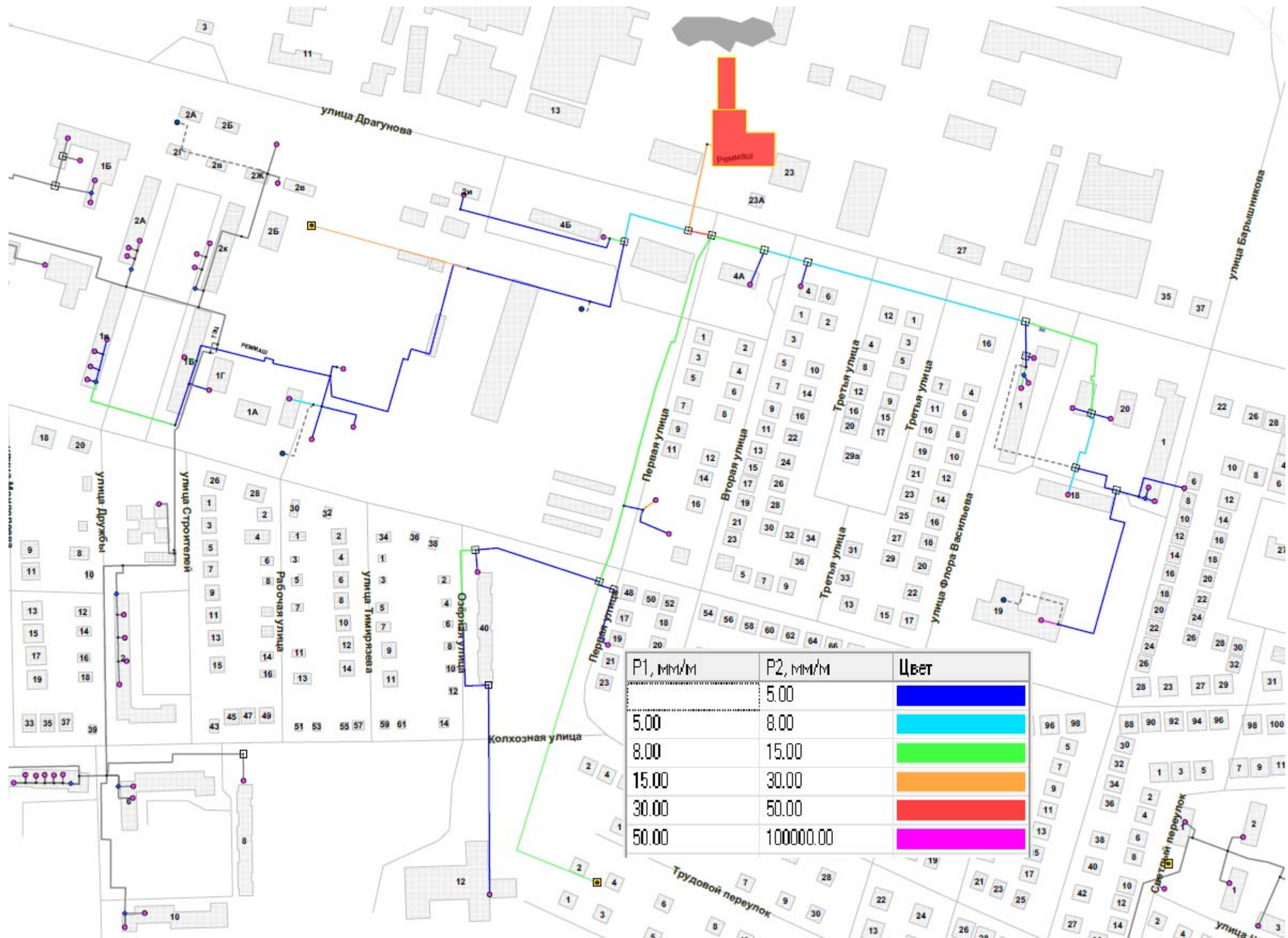


Рисунок А 41 – Удельные потери напора на участках тепловой сети Котельной №4 (2031 г.)

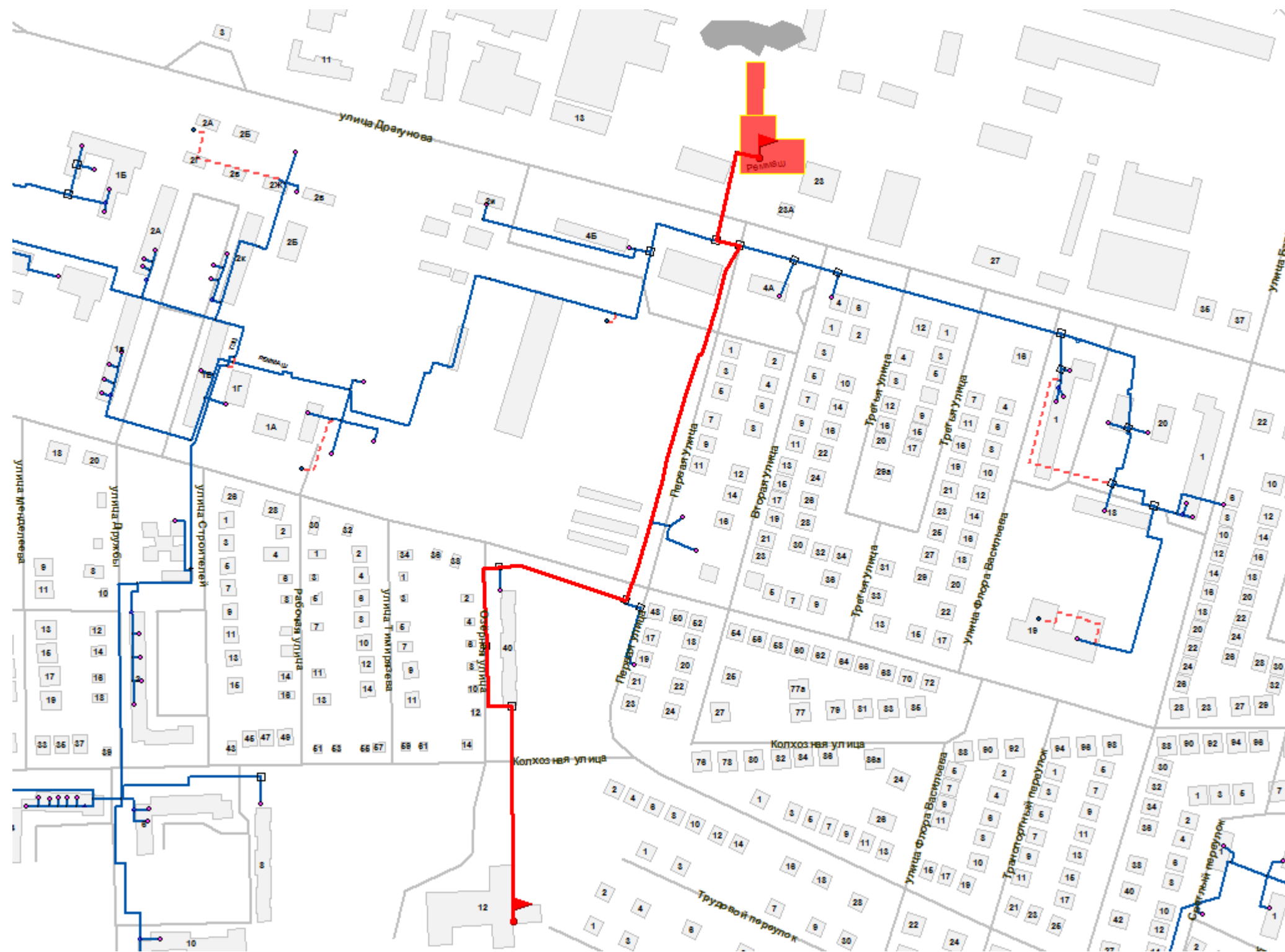


Рисунок А 42 – Схема магистрали Котельной №4 с маршрутом пьезометрического графика от Котельной №4 до узла ввода Школа №16

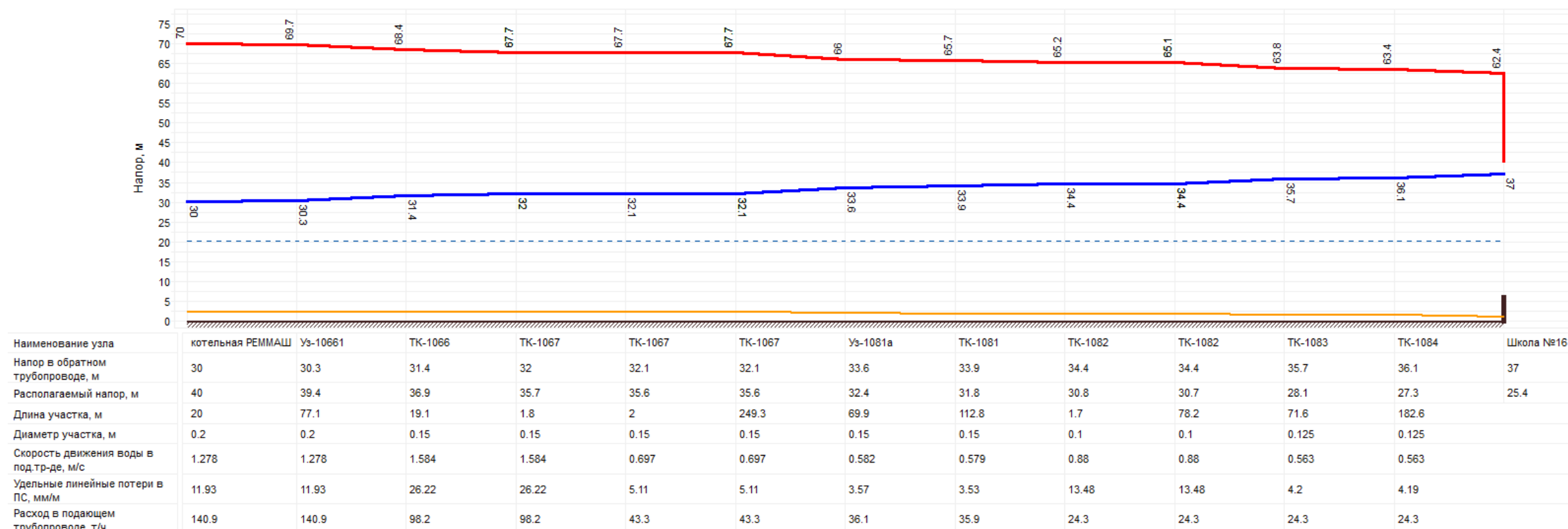


Рисунок А 43 – Пьезометрический график Котельной №4 от Котельной №4 до узла ввода Школа №16 (текущее состояние)

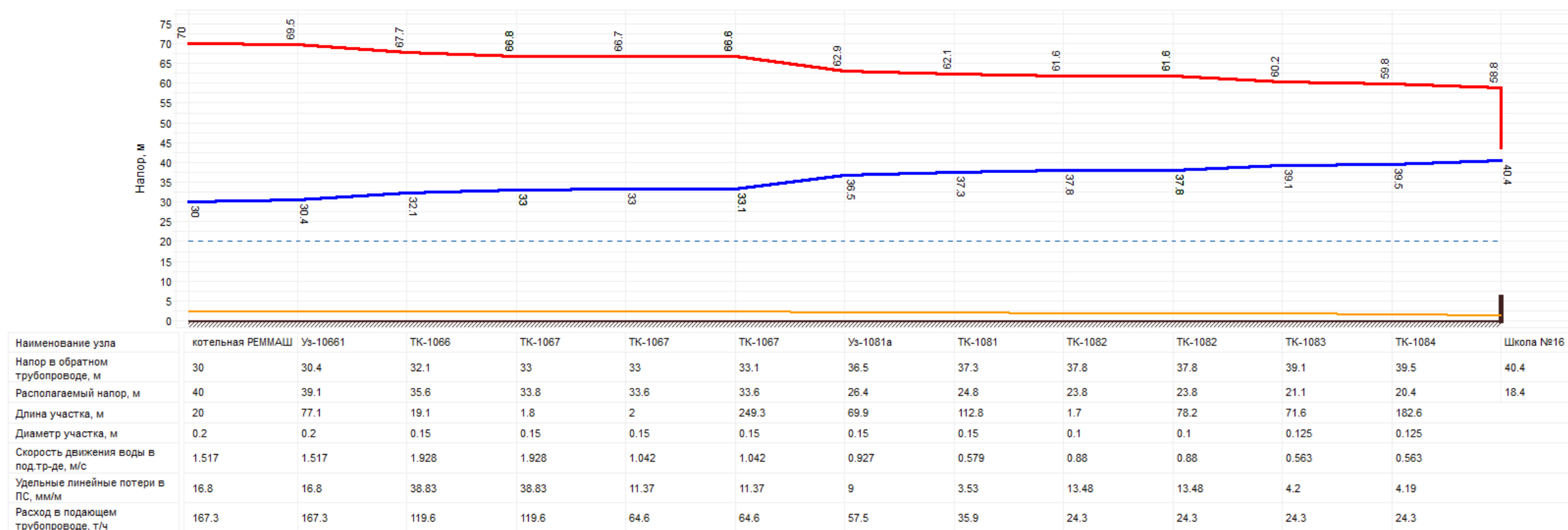


Рисунок А 44 – Пьезометрический график Котельной №4 от Котельной №4 до узла ввода Школа №16 (2031 г.)