

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

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
ГЛАВА 4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ  
МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ  
НАГРУЗКИ**

**г. Санкт-Петербург  
2018 год**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ .....	3
СПИСОК ТАБЛИЦ .....	4
Общие положения .....	5
1. 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
2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя от каждого магистрального вывода с целью определения возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода .....	12
3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.....	32

## СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

<i>Рисунок 1 - Путь для построения пьезометрического графика участка от ЦК-1 (2-я очередь) до потребителя Склад №2 .....</i>	<i>13</i>
<i>Рисунок 2 - Пьезометрический график участка от ЦК-1 (2-я очередь) до потребителя Склад №2 (существующее положение).....</i>	<i>14</i>
<i>Рисунок 3 - Пьезометрический график участка от ЦК-1 (2-я очередь) до потребителя Склад №2 (перспективное положение) .....</i>	<i>15</i>
<i>Рисунок 4 – Путь для построения пьезометрического графика участка от ЦК-1 (3-я очередь) до потребителя д. 21, мкр 17.....</i>	<i>16</i>
<i>Рисунок 5 – Пьезометрический графика участка от ЦК-1 (3-я очередь) до ТК-3а-15 (существующее положение).....</i>	<i>17</i>
<i>Рисунок 6 – Пьезометрический графика участка от ЦК-1 (3-я очередь) до ТК-3а-15 (перспективное положение).....</i>	<i>18</i>
<i>Рисунок 7 – Путь для построения пьезометрического графика участка от ЦК-1 (3-я очередь) до потребителя 12 мкр, д. 12 .....</i>	<i>19</i>
<i>Рисунок 8 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 (3-я очередь) до потребителя 12 мкр, д. 12 (существующее положение).....</i>	<i>20</i>
<i>Рисунок 9 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 (3-я очередь) до потребителя 12 мкр, д. 12 (перспективное положение) .....</i>	<i>21</i>
<i>Рисунок 10 – Путь для построения пьезометрического графика участка от ЦК-2 (2-й выход) до потребителя п. 5 .....</i>	<i>22</i>
<i>Рисунок 11 – Пьезометрический график участка от ЦК-2 (2-й выход) до потребителя п. 5 (существующее положение).....</i>	<i>23</i>
<i>Рисунок 12 – Пьезометрический график участка от ЦК-2 (2-й выход) до потребителя п. 5 (перспективное положение).....</i>	<i>24</i>
<i>Рисунок 13 – Путь для построения пьезометрического графика участка от ЦК-2 (1-й выход) до потребителя маг. Агат .....</i>	<i>25</i>
<i>Рисунок 14 – Пьезометрический график участка от ЦК-2 (1-й выход) до потребителя маг. Агат (существующее положение).....</i>	<i>26</i>
<i>Рисунок 15 - Пьезометрический график участка от ЦК-2 (1-й выход) до потребителя маг. Агат (перспективное положение) .....</i>	<i>27</i>
<i>Рисунок 16 – Путь для построения пьезометрического графика участка от котельной Су-62 до потребителя д. 12 .....</i>	<i>28</i>
<i>Рисунок 17 – Пьезометрический график участка от котельной Су-62 до потребителя д. 12 .....</i>	<i>29</i>
<i>Рисунок 18 – Путь для построения пьезометрического графика участка от котельной Юго-Западная до потребителя РММ,Ламор-Югра .....</i>	<i>30</i>
<i>Рисунок 19 – Пьезометрический график участка от котельной Юго-Западная до потребителя РММ,Ламор-Югра.....</i>	<i>31</i>

## СПИСОК ТАБЛИЦ

<i>Таблица 1 - 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 (без учета мероприятий по модернизации основного теплогенерирующего оборудования котельных) .....</i>	<i>7</i>
---	----------

## Общие положения

В соответствии с п. 78 Методических рекомендаций по разработке Схем теплоснабжения:

*«Целью разработки раздела 4 обосновывающих материалов является установление дефицитов тепловой мощности и пропускной способности существующих тепловых сетей при существующих (в базовом периоде разработки схемы теплоснабжения) установленных и располагаемых значениях тепловых мощностей источников тепловой энергии и определение зон с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной источниками тепловой энергии».*

При этом балансы тепловой энергии в соответствии с принятым вариантом развития Схемы теплоснабжения (с учетом развития источников тепловой энергии и тепловых сетей) представлены в Главе 6.

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки составлены по следующему алгоритму:

1) установлены перспективные тепловые нагрузки в существующих зонах действия источников тепловой энергии в соответствии с данными приведенными в Главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»;

2) установлены зоны развития территории поселения, городского округа с перспективной тепловой нагрузкой не обеспеченные тепловой мощностью (представлено в главе 2), как правило, к таким зонам относятся объекты индивидуальной застройки, теплоснабжение которых нецелесообразно по причине малых диаметров и значительных потерь тепловой энергии при её транспортировке;

3) в соответствии с приложением 6 Методических рекомендаций составлены балансы существующей установленной, располагаемой, тепловой мощности «нетто» и перспективной тепловой нагрузки в существующих зонах действия источников тепловой энергии за каждый год прогнозируемого периода;

4) определены дефициты (резервы) установленной тепловой мощности нетто на конец прогнозируемого периода (анализ резервов представлен в разделе 3 данной главы);

5) в существующих зонах действия с перспективной тепловой нагрузкой выполнено моделирование присоединения тепловой нагрузки в каждом кадастровом квартале к магистральным тепловым сетям;

6) выполнен расчет гидравлического режима тепловых сетей с перспективными тепловыми нагрузками и определены зоны с недостаточными располагаемыми напорами у потребителей.

# **1. 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**

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

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

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

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

Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источников тепловой энергии определены с учётом существующей мощности «нетто» котельных и приростов тепловой нагрузки, подключаемых потребителей по периодам ввода объектов и представлены в таблице 1. Балансы представлены без учета проведения мероприятий по модернизации оборудования источников тепловой энергии.

Покрытие прироста тепловых нагрузок планируется осуществлять от существующих источников тепловой энергии. В зонах, где отсутствует возможность подключения к системам централизованного теплоснабжения, теплоснабжение перспективной застройки предусматривается от индивидуальных источников тепловой энергии.

**Таблица 1 - 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 (без учета мероприятий по модернизации основного теплогенерирующего оборудования котельных)**

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
<b>Теплоисточник №</b>	<b>1</b>	<b>ЦК-1 - ОАО «ЮТТС»</b>							
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00
Потери располагаемой тепловой мощности	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	Гкал/ч	5,55	5,51	5,50	5,60	5,87	6,03	6,48	6,59
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	484,45	484,49	484,50	484,40	484,13	483,97	483,52	483,41
Потери при передаче	Гкал/ч	11,80	11,72	11,68	11,91	12,48	12,82	13,78	14,01
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.:	Гкал/ч	220,8	223,1	226,4	234,5	245,1	251,4	270,3	276,1
отопление и вентиляция	Гкал/ч	197,4	199,2	201,8	208,0	216,5	220,9	236,7	242,0
ГВС (средняя)	Гкал/ч	23,4	23,9	24,7	26,5	28,6	30,4	33,6	34,0
Договорная тепловая нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч	220,8	223,1	226,4	234,5	245,1	251,4	270,3	276,1
жилые здания, в т.ч.	Гкал/ч	95,0	96,6	99,4	104,9	114,0	119,9	126,5	124,3
население	Гкал/ч	85,5	87,0	89,4	94,4	102,6	107,9	113,8	111,8
общественные здания	Гкал/ч	51,6	52,3	52,8	55,1	55,1	55,2	61,1	68,3
прочие в горячей воде	Гкал/ч	74,2	74,2	74,2	74,4	76,0	76,2	82,7	83,5
Фактическая присоединенная нагрузка	Гкал/ч	210,20	208,63	207,99	212,00	222,29	228,20	245,40	249,41
отопление и вентиляция	Гкал/ч	190,44	188,36	187,00	189,23	197,37	201,46	215,43	219,05
ГВС (средняя)	Гкал/ч	19,76	20,27	20,99	22,77	24,92	26,74	29,96	30,36
а) изменение для существующих потребителей	Гкал/ч	204,49	199,90	195,25	190,23	189,41	187,77	181,93	178,00
отопление и вентиляция	Гкал/ч	185,20	180,66	176,05	171,10	170,33	168,81	163,33	159,61
ГВС (средняя)	Гкал/ч	19,29	19,24	19,20	19,13	19,09	18,96	18,59	18,39
б) прирост в связи с новым строительством	Гкал/ч	5,71	8,73	12,74	21,77	32,88	40,43	63,47	71,41
отопление и вентиляция	Гкал/ч	5,24	7,71	10,95	18,13	27,04	32,65	52,10	59,44
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,47	1,02	1,79	3,64	5,83	7,78	11,37	11,97
Тепловые нагрузки на коллекторах	Гкал/ч	222,00	220,35	219,67	223,91	234,77	241,01	259,18	263,42
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто»	Гкал/ч	262,44	264,14	264,83	260,49	249,36	242,96	224,34	219,99
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%	54,2%	54,5%	54,7%	53,8%	51,5%	50,2%	46,4%	45,5%
<b>Теплоисточник №</b>	<b>2</b>	<b>ЦК-2 - ОАО «ЮТТС»</b>							
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
Потери располагаемой тепловой мощности	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	Гкал/ч	2,49	2,46	2,42	2,44	2,46	2,52	3,25	3,45
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	147,51	147,54	147,58	147,56	147,54	147,48	146,75	146,55
Потери при передаче	Гкал/ч	7,24	7,17	7,04	7,10	7,17	7,33	9,47	10,05
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.:	Гкал/ч	126,5	127,1	127,1	129,0	129,8	131,6	152,9	159,0
отопление и вентиляция	Гкал/ч	116,3	116,8	116,8	118,3	119,0	120,3	139,8	145,6
ГВС (средняя)	Гкал/ч	10,2	10,3	10,3	10,7	10,9	11,2	13,1	13,5
Договорная тепловая нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч	126,5	127,1	127,1	129,0	129,8	131,6	152,9	159,0
жилые здания, в т.ч.	Гкал/ч	69,0	69,0	69,0	70,8	71,3	72,4	72,7	68,9
население	Гкал/ч	62,1	62,1	62,1	63,8	64,1	65,2	65,4	62,0
общественные здания	Гкал/ч	11,5	12,1	12,1	12,1	12,2	12,7	33,2	36,2
прочие в горячей воде	Гкал/ч	46,0	46,0	46,0	46,1	46,4	46,4	47,1	54,0
Фактическая присоединенная нагрузка	Гкал/ч	70,24	69,57	68,25	68,84	69,53	71,15	91,88	97,46
отопление и вентиляция	Гкал/ч	61,86	61,09	59,78	59,94	60,46	61,71	80,61	85,80
ГВС (средняя)	Гкал/ч	8,38	8,47	8,47	8,89	9,07	9,43	11,27	11,66
а) изменение для существующих потребителей	Гкал/ч	70,21	68,91	67,60	66,21	65,73	65,62	64,38	61,64
отопление и вентиляция	Гкал/ч	61,82	60,53	59,21	57,83	57,42	57,31	56,17	53,78
ГВС (средняя)	Гкал/ч	8,38	8,38	8,38	8,38	8,31	8,31	8,21	7,86
б) прирост в связи с новым строительством	Гкал/ч	0,04	0,65	0,65	2,63	3,80	5,53	27,50	35,82
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,04	0,56	0,56	2,11	3,04	4,41	24,44	32,02
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,09	0,09	0,52	0,76	1,12	3,06	3,80
Тепловые нагрузки на коллекторах	Гкал/ч	77,48	76,74	75,29	75,93	76,70	78,48	101,35	107,51
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто»	Гкал/ч	70,03	70,80	72,30	71,63	70,84	69,00	45,39	39,04
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%	47,5%	48,0%	49,0%	48,5%	48,0%	46,8%	30,9%	26,6%
<b>Теплоисточник №</b>	<b>3</b>	<b>Котельная СУ-62 - ОАО «ЮТТС»</b>							
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
Потери располагаемой тепловой мощности	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	Гкал/ч	0,09	0,09	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	7,11	7,11	7,16	7,16	7,16	7,16	7,16	7,16
Потери при передаче	Гкал/ч	0,16	0,16	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.:	Гкал/ч	1,7	1,7	1,1	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,5	1,5	1,1	1,0	1,1	1,1	1,2	1,1

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Договорная тепловая нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч	1,7	1,7	1,1	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2
жилые здания, в т.ч.	Гкал/ч	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
население	Гкал/ч	0,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
общественные здания	Гкал/ч	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
прочие в горячей воде	Гкал/ч	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
Фактическая присоединенная нагрузка	Гкал/ч	2,49	2,44	1,08	1,03	1,12	1,12	1,19	1,17
отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,14	2,09	1,05	1,01	1,09	1,09	1,16	1,14
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,35	0,35	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
а) изменение для существующих потребителей	Гкал/ч	2,49	2,44	1,08	1,03	1,03	1,02	1,00	0,98
отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,14	2,09	1,05	1,01	1,00	1,00	0,98	0,96
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,35	0,35	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
б) прирост в связи с новым строительством	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09	0,18	0,18
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09	0,18	0,18
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Тепловые нагрузки на коллекторах	Гкал/ч	2,65	2,60	1,15	1,10	1,19	1,19	1,26	1,24
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто»	Гкал/ч	4,46	4,51	6,01	6,06	5,97	5,97	5,89	5,92
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%	62,7%	63,4%	84,0%	84,7%	83,3%	83,4%	82,3%	82,6%
<b>Теплоисточник №</b>	<b>4</b>	<b>Котельная п. Звездный - ОАО «ЮТТС»</b>							
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	5,16	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	5,16	0	0	0	0	0	0	0
Потери располагаемой тепловой мощности	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	5,16	0	0	0	0	0	0	0
Потери при передаче	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0
Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.:	Гкал/ч	0,2	0	0	0	0	0	0	0
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,2	0	0	0	0	0	0	0
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,0	0	0	0	0	0	0	0
Договорная тепловая нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч	0,2	0	0	0	0	0	0	0
жилые здания, в т.ч.	Гкал/ч	0,2	0	0	0	0	0	0	0
население	Гкал/ч	0,2	0	0	0	0	0	0	0
общественные здания	Гкал/ч	0,0	0	0	0	0	0	0	0
прочие в горячей воде	Гкал/ч	0,0	0	0	0	0	0	0	0
Фактическая присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0
а) изменение для существующих потребителей	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0
б) прирост в связи с новым строительством	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0
Тепловые нагрузки на коллекторах	Гкал/ч	0,00	0	0	0	0	0	0	0
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто»	Гкал/ч	5,16	0	0	0	0	0	0	0
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%	100,0%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Теплоисточник №</b>	<b>5</b>	<b>Котельная Юго-Западная - ООО «РН-Юганскнефтегаз»</b>							
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	42,78	42,78	42,78	42,78	42,78	42,78	42,78	42,78
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	42,78	42,78	42,78	42,78	42,78	42,78	42,78	42,78
Потери располагаемой тепловой мощности	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	Гкал/ч	0,46	0,45	0,44	0,43	0,44	0,45	0,45	0,44
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	42,32	42,33	42,34	42,35	42,34	42,33	42,33	42,34
Потери при передаче	Гкал/ч	2,88	2,82	2,78	2,73	2,78	2,86	2,83	2,80
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.:	Гкал/ч	17,7	17,8	17,9	18,0	18,3	18,7	18,7	18,7
отопление и вентиляция	Гкал/ч	17,7	17,8	17,9	18,0	18,3	18,7	18,7	18,7
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Договорная тепловая нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч	17,7	17,8	17,9	18,0	18,3	18,7	18,7	18,7
жилые здания, в т.ч.	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
население	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
общественные здания	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
прочие в горячей воде	Гкал/ч	17,7	17,8	17,9	18,0	18,3	18,7	18,7	18,7
Фактическая присоединенная нагрузка	Гкал/ч	13,53	13,27	13,06	12,83	13,08	13,46	13,32	13,17
отопление и вентиляция	Гкал/ч	13,53	13,27	13,06	12,83	13,08	13,46	13,32	13,17
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
а) изменение для существующих потребителей	Гкал/ч	13,44	13,12	12,79	12,45	12,42	12,39	12,24	12,10
отопление и вентиляция	Гкал/ч	13,44	13,12	12,79	12,45	12,42	12,39	12,24	12,10
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
б) прирост в связи с новым строительством	Гкал/ч	0,09	0,15	0,28	0,38	0,66	1,07	1,07	1,07
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,09	0,15	0,28	0,38	0,66	1,07	1,07	1,07

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Тепловые нагрузки на коллекторах	Гкал/ч	16,40	16,09	15,84	15,56	15,86	16,33	16,15	15,97
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто»	Гкал/ч	25,92	26,24	26,50	26,79	26,48	26,00	26,18	26,36
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%	61,2%	62,0%	62,6%	63,3%	62,5%	61,4%	61,8%	62,3%

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

Расчет для каждого магистрального вывода с целью определения возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети основывается на электронной модели г. Нефтеюганска, выполненной на базе графико-информационного расчетного комплекса «ТеплоЭксперт». Электронная модель существующего положения приведена в Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения» Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения города Нефтеюганска Ханты-Мансийского автономного округа - Югры до 2033 г. Требуемый располагаемый напор у потребителей для устойчивой работы элеваторов принят не ниже 15 м вод. ст.

Проведенный расчет на 2033 год показывает, что в городе существуют дефицитные зоны, в которых не обеспечивается подача тепла с учетом перспективных нагрузок ввиду низкой пропускной способности тепловых сетей. Основной дефицит формируется в юго-восточной зоне г. Нефтеюганска.

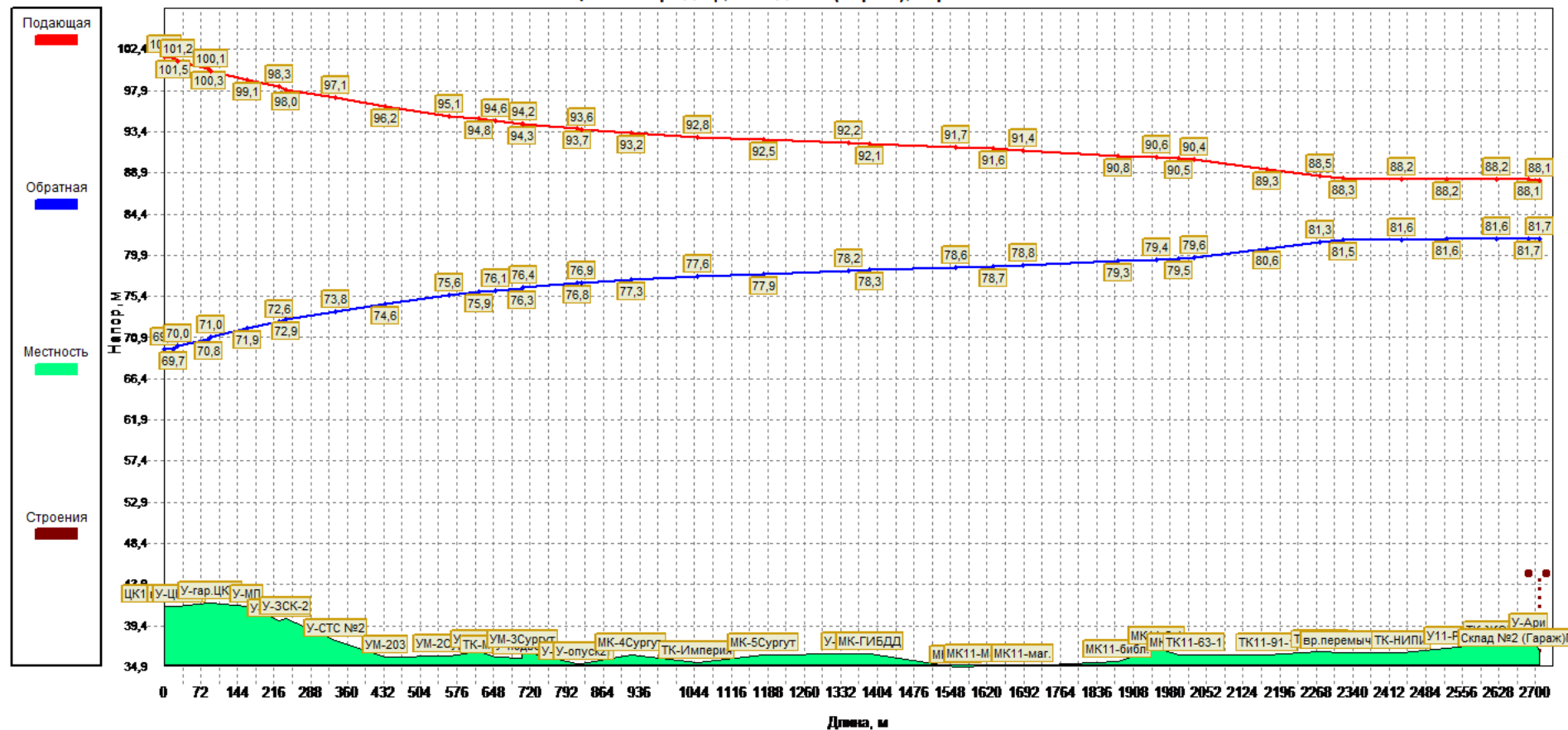
На пьезометрических графиках представлено графическое отображение изменения располагаемого напора от источника до наиболее неблагоприятных точек подсоединения конечных потребителей магистральных сетей.

Наиболее загруженной является магистраль №2 котельной ЦК-1.



**Рисунок 1 - Путь для построения пьезометрического графика участка от ЦК-1 (2-я очередь) до потребителя Склад №2**

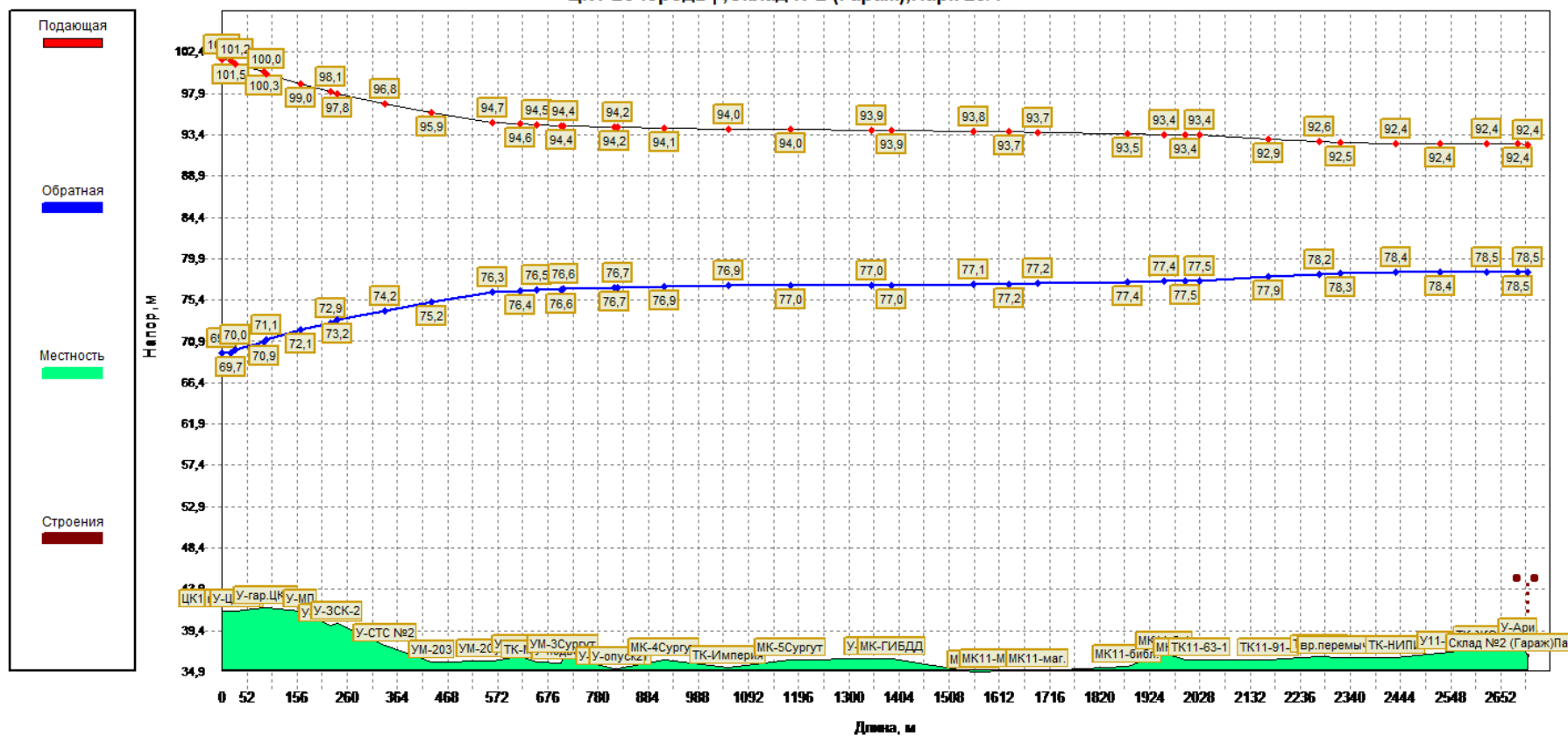
График падения напоров  
ЦК1-2очередь | ,Склад №2 (Гараж),Парк 28/1



Длина(под), м	60,0	71,8	62,2	98,0	98,0	126,0	57,7	52,0	106,7	97,1	132,2	129,4	168,1	169,9	74,2	58,7	186,6	75,2	143,1	105,0	115,0	90,5	98,0	63,0
Длина(обр), м	60,0	71,8	62,2	98,0	98,0	126,0	57,7	52,0	106,7	97,1	132,2	129,4	168,1	169,9	74,2	58,7	186,6	75,2	143,1	105,0	115,0	90,5	98,0	63,0
Диаметр(под), мм	515	512	512	512	512	512	515	515	515	515	515	515	515	412	412	309	309	309	309	150	150	150	207	150
Диаметр(обр), мм	515	512	512	512	512	512	515	515	515	515	515	515	515	412	412	309	309	309	309	150	150	150	207	150
Расход(под), т/ч				1475,86	1462,76	1414,91			1027,81	986,76	986,76	840,71	738,06	705,14			240,29			91,83	55,78	44,41	20,41	9,94
Расход(обр), т/ч				1419,82	1406,72	1358,87			974,35	933,45	933,45	787,54	686,51	653,59			214,54			81,45	53,07	42,81	20,19	9,72
Гидр. пот.(под), м	0,3	0,3	1,0	0,3	0,9	0,9	1,1	0,2	0,1	0,1	0,4	0,4	0,3	0,4	0,1	0,4	0,1	0,2	0,6	0,1	1,1	0,8	0,2	0,1
Гидр. пот.(обр), м	0,3	0,3	0,9	0,3	0,9	0,8	1,0	0,2	0,1	0,1	0,4	0,3	0,3	0,1	0,3	0,1	0,2	0,5	0,1	0,1	1,0	0,7	0,2	0,0

Рисунок 2 - Пьезометрический график участка от ЦК-1 (2-я очередь) до потребителя Склад №2 (существующее положение)

График падения напоров  
ЦК1-2очередь | ,Склад №2 (Гараж),Парк 28/1



Длина(под), м	60,0	71,8	62,2	98,0	98,0	126,0	57,7		106,7	97,1	132,2	129,4	168,1		169,9	74,2	58,7	186,6	75,2			143,1	105,0		115,0	90,5	98,0	63,0
Длина(обр), м	60,0	71,8	62,2	98,0	98,0	126,0	57,7		106,7	97,1	132,2	129,4	168,1		169,9	74,2	58,7	186,6	75,2			143,1	105,0		115,0	90,5	98,0	63,0
Диаметр(под), мм	515	512	512	512	512	512	515	515	515	515	515	515	515	515	412	412	309	309	309	309		150	150		150	207	150	150
Диаметр(обр), мм	515	512	512	512	512	512	515	515	515	515	515	515	515	515	412	412	309	309	309	309		150	150		150	207	150	150
Расход(под), т/ч				1529,68	1517,27	1474,36			580,03	542,44	542,44	401,22	300,48		269,73			136,51				49,29	34,77		29,94	21,45	10,29	7,75
Расход(обр), т/ч				1509,18	1496,78	1453,87			561,87	524,43	524,43	383,33	284,07		253,31			129,16				46,79	34,57		29,74	21,25	10,10	7,55
Гидр. пот.(под), м	0,3	0,3	1,0	0,3	1,0	1,0	1,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,4	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0
Гидр. пот.(обр), м	0,3	0,3	1,0	0,3	1,0	0,9	1,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,4	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0

Рисунок 3 - Пьезометрический график участка от ЦК-1 (2-я очередь) до потребителя Склад №2 (перспективное положение)

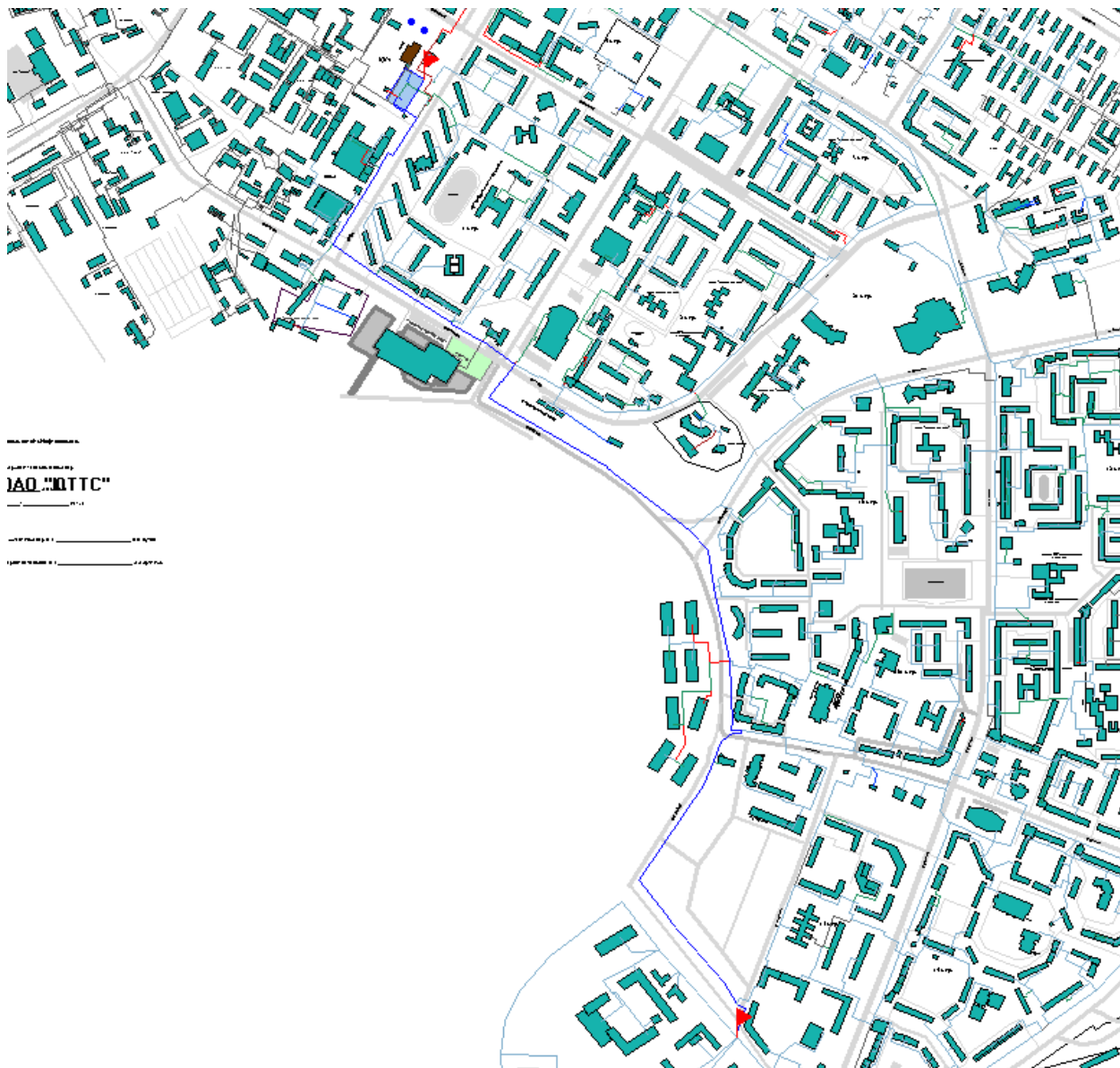
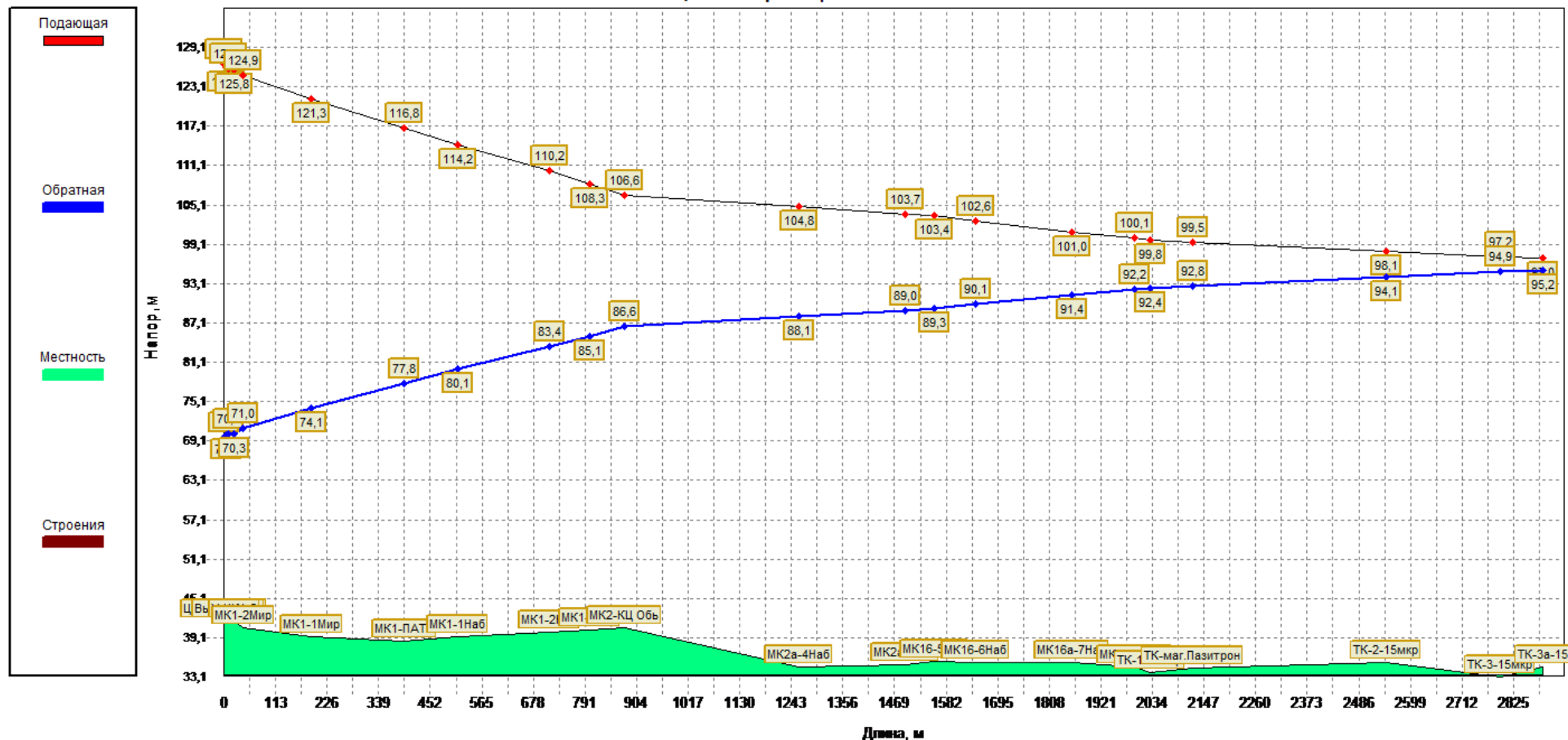


Рисунок 4 – Путь для построения пьезометрического графика участка от ЦК-1 (3-я очередь) до потребителя д. 21, мкр 17

График падения напоров  
ЦК1-Зочередь | ТК-3а-15

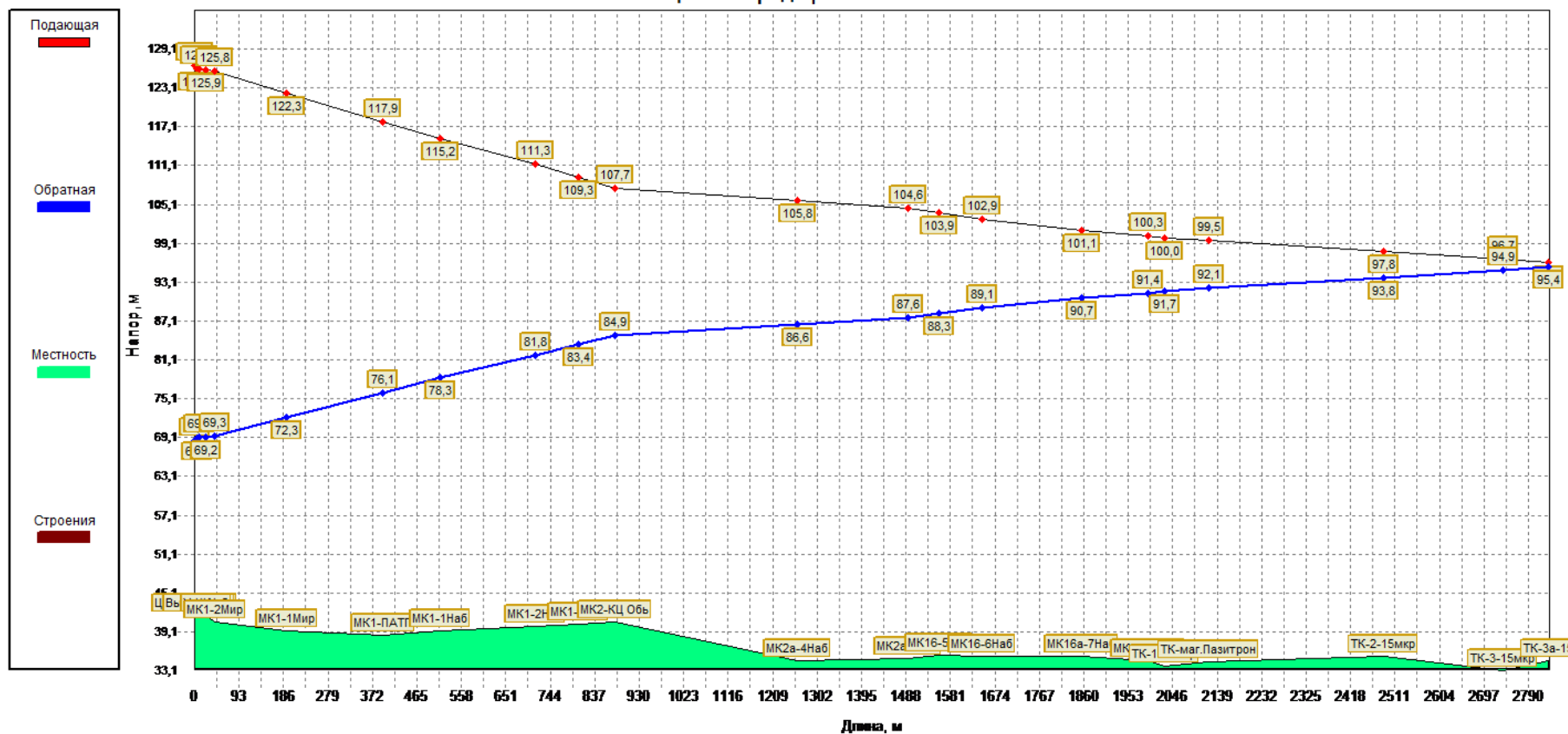
Распечатано: 26.02.2018



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
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
Диаметр(под), мм	512	516	516	516	512	512	614	614	614	516	516	516	259	259	259	259
Диаметр(обр), мм	512	516	516	516	512	512	614	614	614	516	516	516	259	259	259	259
Расход(под), т/ч	2390,62	2390,62	2359,12	2295,75			2173,89	1771,01			1486,36	1421,06		158,56	155,27	155,27
Расход(обр), т/ч	2207,00	2207,00	2175,50	2112,24			2013,33	1642,96			1387,74	1328,60		154,70	151,41	151,41
Гидр. пот.(под), м	0,8	3,7	4,4	2,7	3,9	2,0	1,7	1,8	1,1	0,3	0,9	1,6	0,3	0,3	1,4	0,8
Гидр. пот.(обр), м	0,7	3,1	3,8	2,2	3,3	1,7	1,5	1,5	1,0	0,2	0,8	1,4	0,3	0,3	1,3	0,8

Рисунок 5 – Пьезометрический графика участка от ЦК-1 (3-я очередь) до ТК-3а-15 (существующее положение)

График падения напоров  
ЦК1-Зочередь | ТК-3а-15



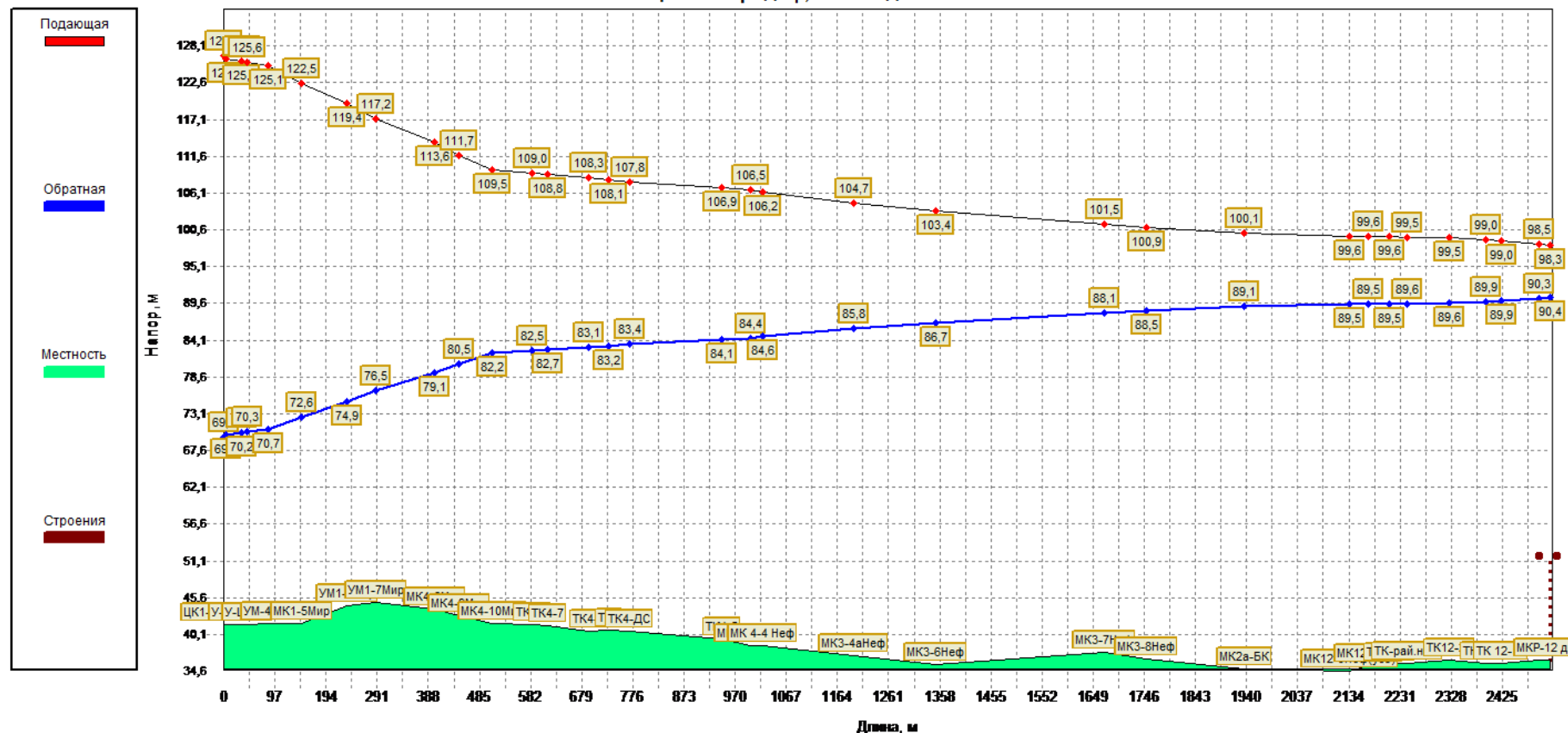
Длина(под), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	366,2	249,6	94,6
Длина(обр), м	151,0	201,3	120,0	199,9	89,0	76,0	382,1	231,1	65,0	90,0	210,0	138,0	93,5	366,2	249,6	94,6
Диаметр(под), мм	515	516	516	516	515	515	614	614	516	516	516	516	259	259	259	259
Диаметр(обр), мм	515	516	516	516	515	515	614	614	516	516	516	516	259	259	259	259
Расход(под), т/ч	2374,72	2374,72	2349,08	2292,48			2183,70	1841,11			1571,01	1514,89		186,22	183,77	183,77
Расход(обр), т/ч	2207,78	2207,78	2182,15	2125,65			2037,74	1724,69			1481,35	1430,83		183,43	180,98	180,98
Гидр. пот.(под), м	0,1	3,5	4,4	2,6	4,0	1,9	1,7	1,9	1,2	0,7	1,0	1,8	0,3	0,5	1,7	1,2
Гидр. пот.(обр), м	0,1	3,0	3,8	2,3	3,4	1,7	1,5	1,7	1,0	0,6	0,9	1,6	0,2	0,5	1,6	1,1

Рисунок 6 – Пьезометрический графика участка от ЦК-1 (3-я очередь) до ТК-3а-15 (перспективное положение)



**Рисунок 7 – Путь для построения пьезометрического графика участка от ЦК-1 (3-я очередь) до потребителя 12 мкр, д. 12**

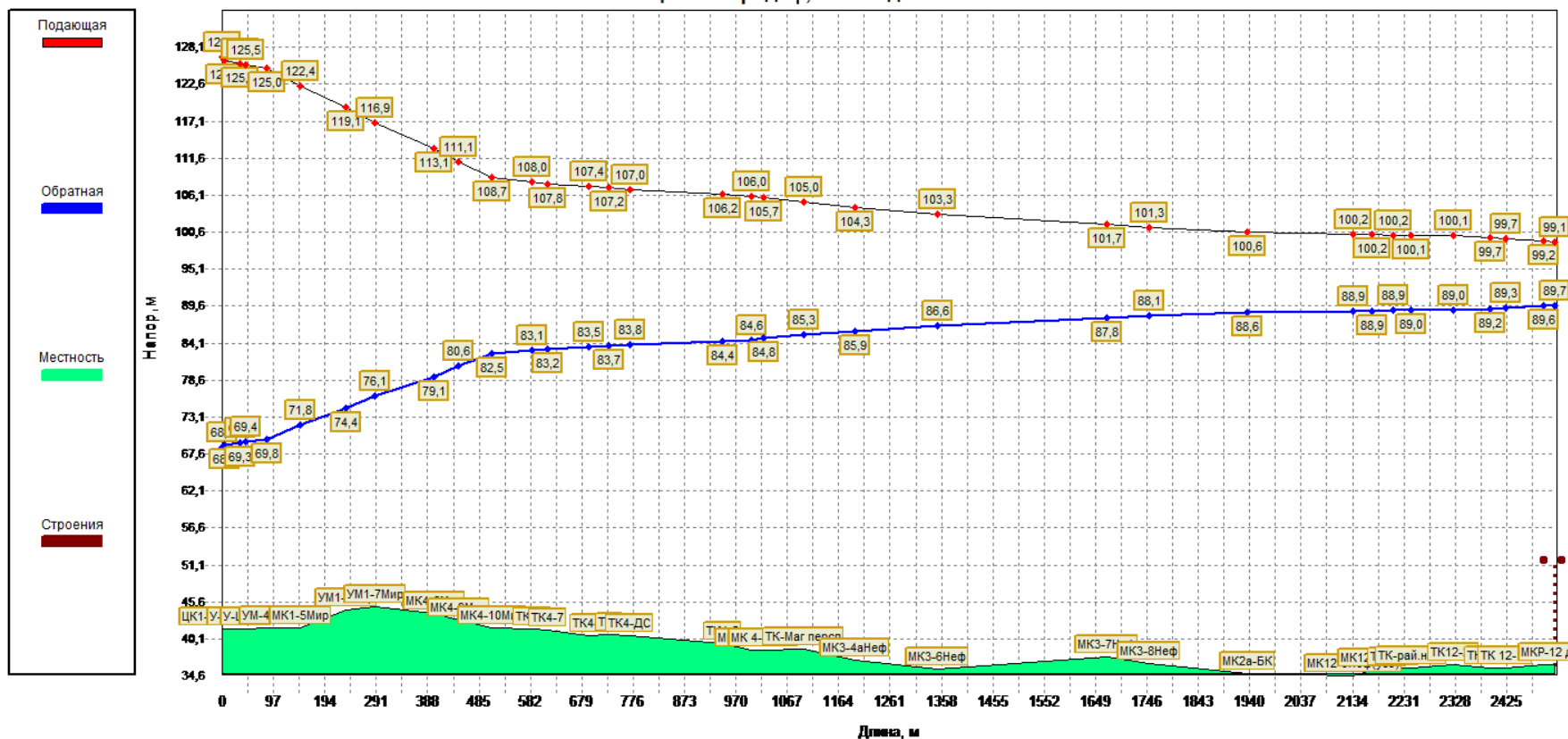
График падения напоров  
ЦК1-Зочередь | ,МКР-12 д.12



Длина(под), м	62,8	85,8	54,0	111,0	62,0	75,5	78,5	174,6	53,4	172,0	155,4	320,4	80,7	185,1	200,0	80,3	69,0	71,0
Длина(обр), м	62,8	85,8	54,0	111,0	62,0	75,5	78,5	174,6	53,4	172,0	155,4	320,4	80,7	185,1	200,0	80,3	69,0	71,0
Диаметр(под), мм	512	515	512	516	516	516	412	412	412	515	515	515	515	515	515	259	150	100
Диаметр(обр), мм	512	515	512	516	516	516	412	412	412	515	515	515	515	515	515	259	150	100
Расход(под), т/ч	2885,32		2816,73				677,80	643,77		1509,22	1509,22	1431,19		1221,38	1040,51	92,72	74,47	28,28
Расход(обр), т/ч	2475,98		2419,34				585,41	552,83		1304,29	1304,29	1226,31		1054,83	902,04	77,58	60,35	23,27
Гидр. пот.(под), м	0,2	0,5	2,6	3,1	2,2	3,6	1,9	2,2	0,2	0,5	0,3	0,3	0,9	1,2	1,9	0,5	0,8	0,1
Гидр. пот.(обр), м	0,1	0,3	1,9	2,3	1,6	2,6	1,4	1,6	0,2	0,4	0,2	0,2	0,7	0,3	1,1	0,9	1,4	0,4

Рисунок 8 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 (3-я очередь) до потребителя 12 мкр, д. 12 (существующее положение)

График падения напоров  
ЦК1-Зочередь | ,МКР-12 д.12



Длина(под), м	62,8	85,8	54,0	111,0	62,0	75,5	78,5	174,6	53,4	77,0	95,0	155,4	320,4	80,7	185,1	200,0	80,3	69,0	71,0
Длина(обр), м	62,8	85,8	54,0	111,0	62,0	75,5	78,5	174,6	53,4	77,0	95,0	155,4	320,4	80,7	185,1	200,0	80,3	69,0	71,0
Диаметр(под), мм	515	515	515	516	516	516	412	412	412	515	515	515	515	515	515	515	259	150	100
Диаметр(обр), мм	515	515	515	516	516	516	412	412	412	515	515	515	515	515	515	515	259	150	100
Расход(под), т/ч		2961,10		2895,22			674,02	580,28		1370,77	1364,99	1292,95		1097,92	935,59		86,15	68,74	26,43
Расход(обр), т/ч		2608,77		2553,76			595,55	502,44		1200,67	1194,89	1122,89		967,75	946,51	809,71		72,38	55,91
Гидр. пот.(под), м	0,2	0,5	2,7	3,2	2,3	3,8	2,0	2,3	0,2	0,4	0,2	0,2	0,7	0,3	0,6	0,7	1,0	1,6	0,4
Гидр. пот.(обр), м	0,1	0,4	2,1	2,5	1,8	2,9	1,6	1,8	0,2	0,3	0,2	0,2	0,6	0,2	0,5	0,6	0,8	1,2	0,3

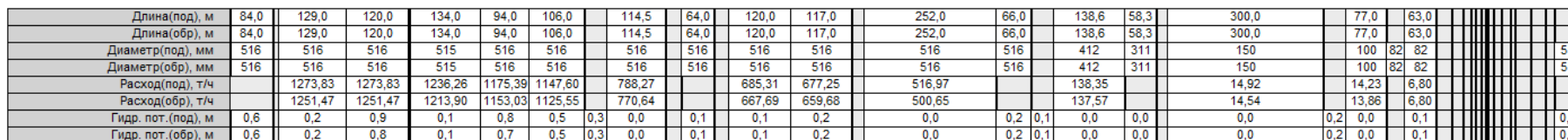
Рисунок 9 – Пьезометрический график участка от ЦК-1 (3-я очередь) до потребителя 12 мкр, д. 12 (перспективное положение)



**Рисунок 10 – Путь для построения пьезометрического графика участка от ЦК-2 (2-й выход) до потребителя п. 5**

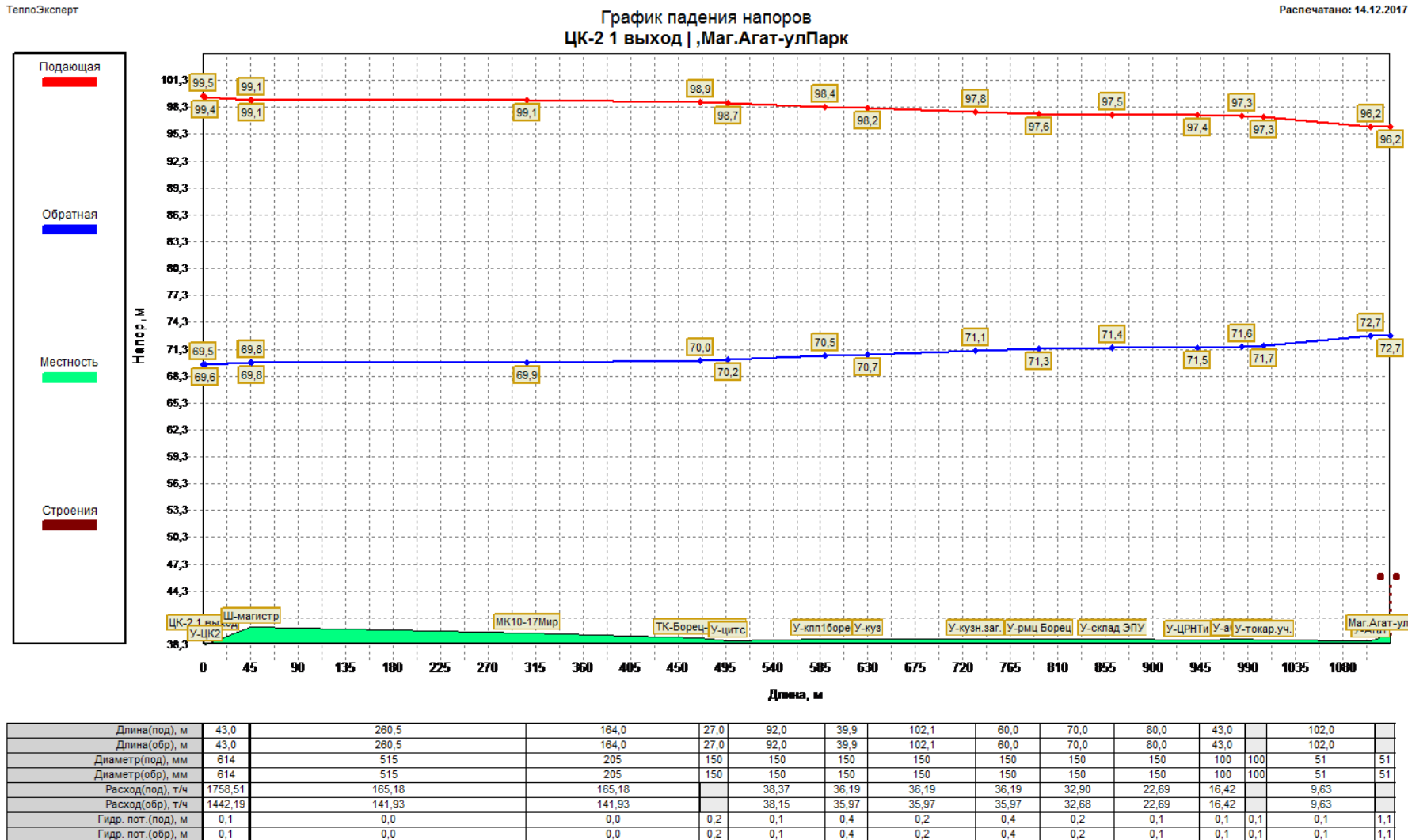
[illegible]

**Рисунок 11 – Пьезометрический график участка от ЦК-2 (2-й выход) до потребителя п. 5 (существующее положение)**



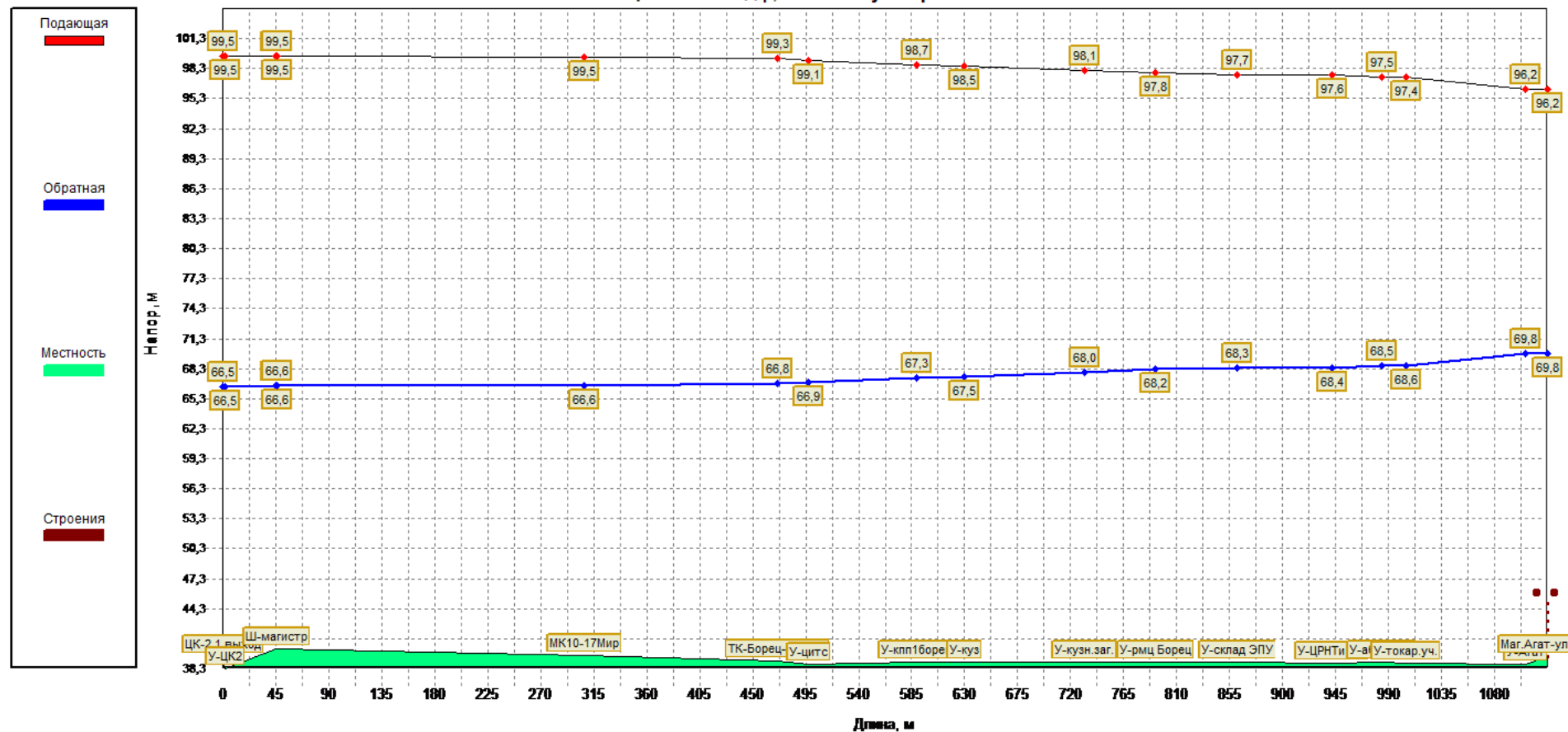
**Рисунок 12 – Пьезометрический график участка от ЦК-2 (2-й выход) до потребителя п. 5 (перспективное положение)**





**Рисунок 14 – Пьезометрический график участка от ЦК-2 (1-й выход) до потребителя маг. Агат (существующее положение)**

График падения напоров  
ЦК-2 1 выход | ,Маг.Агат-улПарк



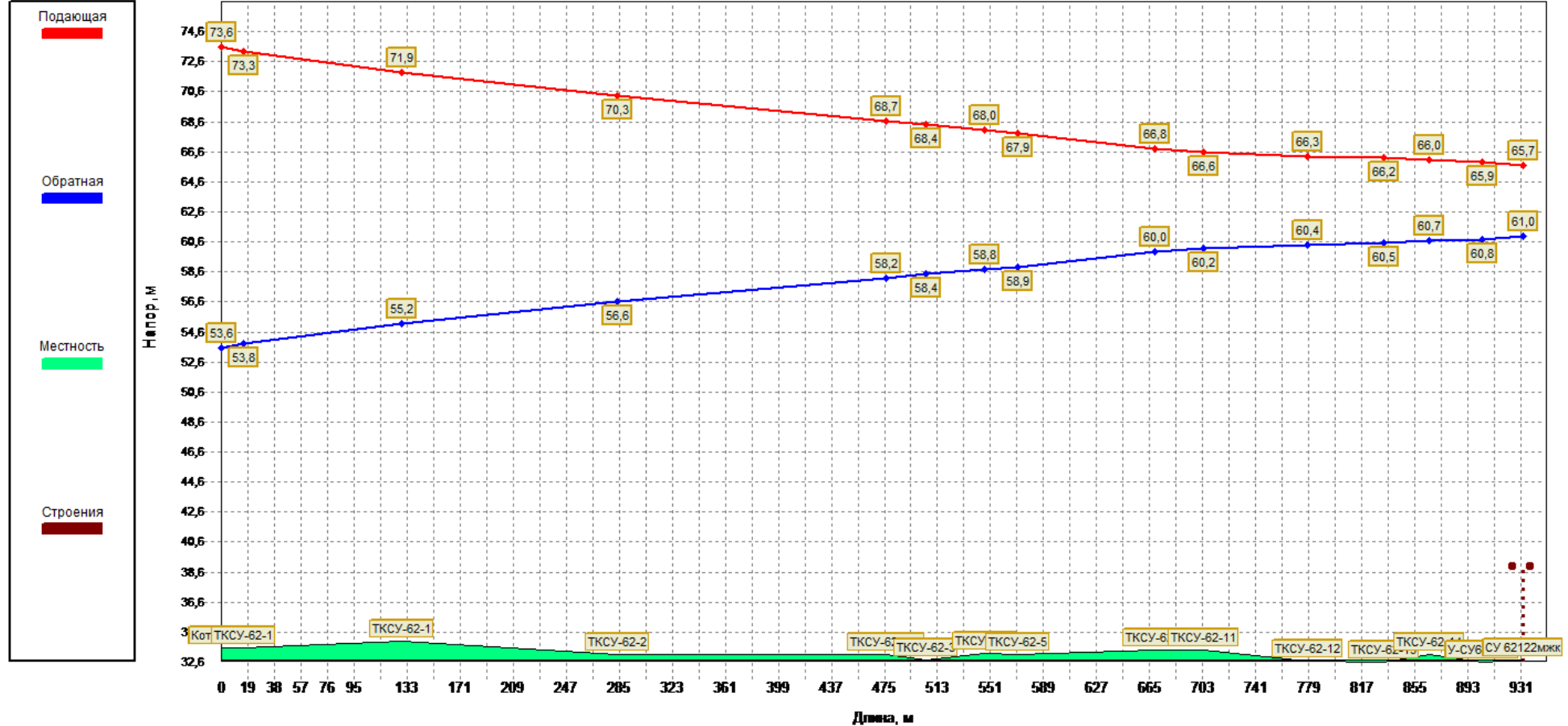
Длина(под), м	43,0	260,5	164,0	27,0	92,0	39,9	102,1	60,0	70,0	80,0	43,0	102,0	
Длина(обр), м	43,0	260,5	164,0	27,0	92,0	39,9	102,1	60,0	70,0	80,0	43,0	102,0	
Диаметр(под), мм	614	515	205	150	150	150	150	150	150	150	100	100	51
Диаметр(обр), мм	614	515	205	150	150	150	150	150	150	150	100	100	51
Расход(под), т/ч	332,50	172,28	172,28		40,71	38,40	38,40	38,40	34,90	24,08	17,43	10,22	
Расход(обр), т/ч	287,63	149,03	149,03		40,49	38,18	38,18	38,18	34,68	24,08	17,43	10,22	
Гидр. пот.(под), м	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,4	0,2	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1	1,2
Гидр. пот.(обр), м	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,4	0,2	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1	1,2

Рисунок 15 - Пьезометрический график участка от ЦК-2 (1-й выход) до потребителя маг. Агат (перспективное положение)



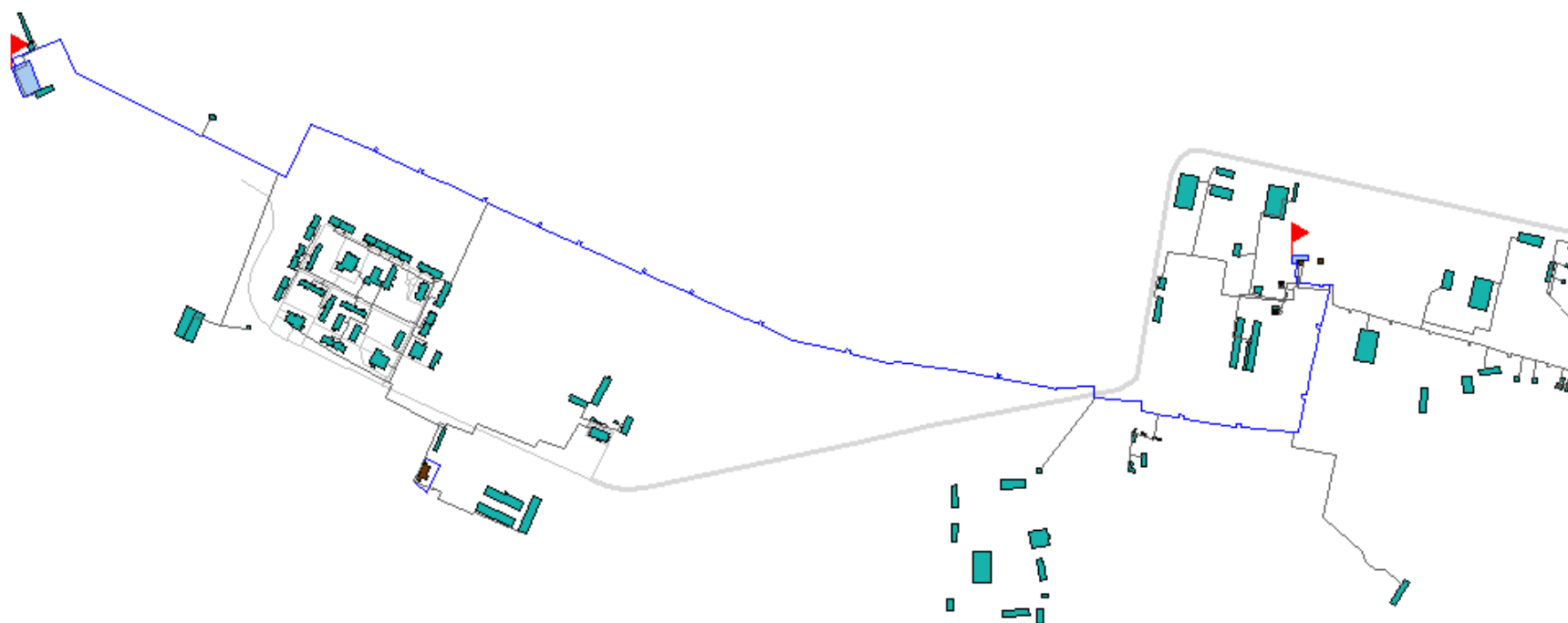
**Рисунок 16 – Путь для построения пьезометрического графика участка от котельной Су-62 до потребителя д. 12**

График падения напоров  
Кот. СУ-62 | СУ 62,12,2,мжк



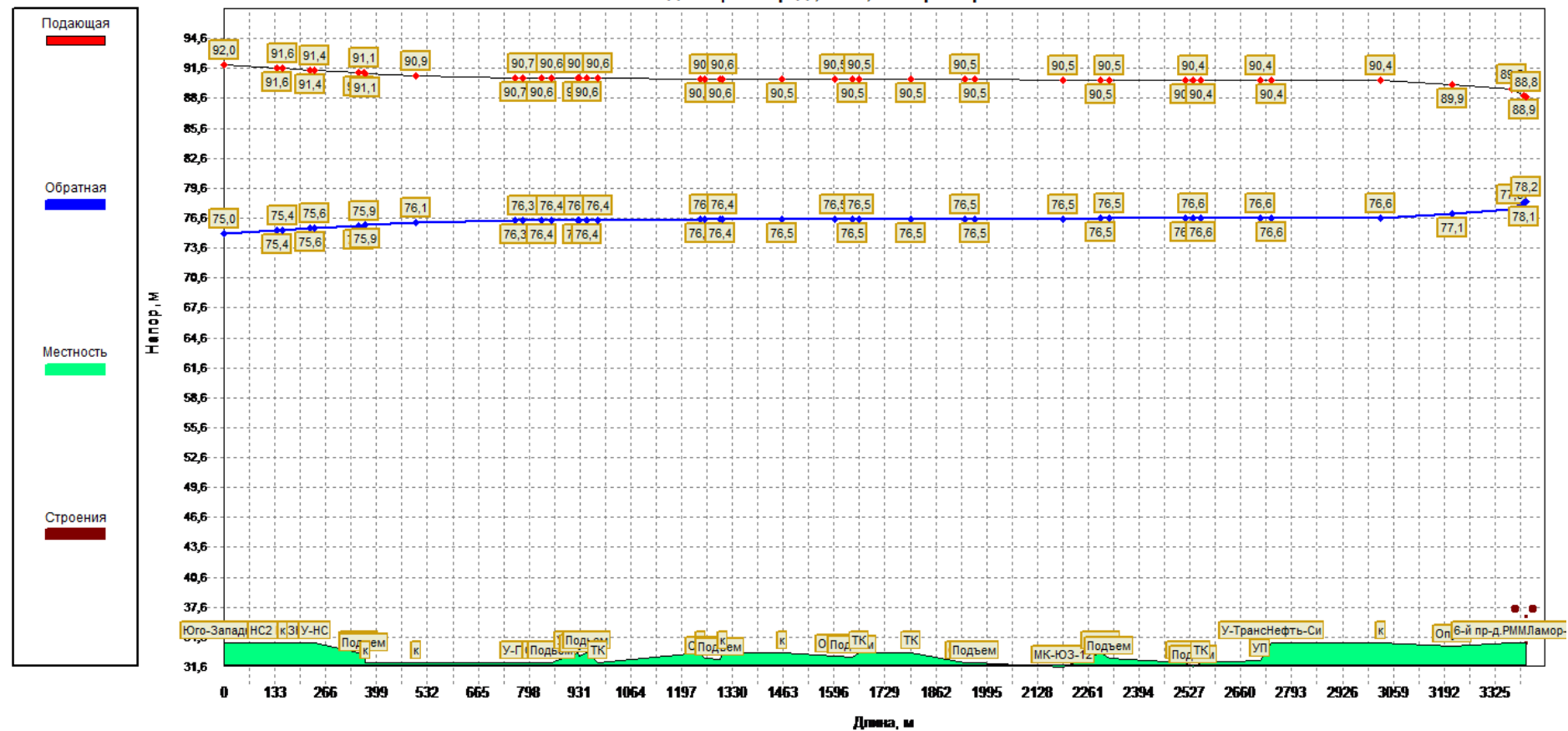
Длина(под), м	113,2	154,6	192,0	29,0	41,7	24,2	98,1	34,4	75,0	54,8	32,3	38,3	28,7
Длина(обр), м	113,2	154,6	192,0	29,0	41,7	24,2	98,1	34,4	75,0	54,8	32,3	38,3	28,7
Диаметр(под), мм	207	207	207	207	207	207	150	150	150	150	100	81	51
Диаметр(обр), мм	207	207	207	207	207	207	150	150	150	150	100	81	51
Расход(под), т/ч	153,62	149,70	135,49	125,94	120,18		109,43	60,39	43,02	33,84	23,35	13,76	5,97
Расход(обр), т/ч	149,54	145,61	131,51	121,96	117,20		106,50	58,73	41,93	32,90	22,73	13,39	5,79
Гидр. пот.(под), м	0,3	0,3	1,4	1,6	0,3	0,3	0,2	1,1	0,2	0,3	0,1	0,2	0,1
Гидр. пот.(обр), м	0,3	0,3	1,3	1,5	0,3	0,3	0,2	1,0	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1

Рисунок 17 – Пьезометрический график участка от котельной Су-62 до потребителя д. 12



**Рисунок 18 – Путь для построения пьезометрического графика участка от котельной Юго-Западная до потребителя РММ, Ламор-Югра**

График падения напоров  
Юго-Западная | 6-й пр-д.,РММ,Ламор-Югра



Длина(под), м	139,7	71,3	114,8	132,0	260,0		70,0		270,0		156,0	139,0		138,0	139,0		229,2	98,8	198,0		155,0		286,3	187,0	157,0
Длина(обр), м	139,7	71,3	114,8	132,0	260,0		70,0		270,0		156,0	139,0		138,0	139,0		229,2	98,8	198,0		155,0		286,3	187,0	157,0
Диаметр(под), мм	516	516	311	311	311		516		311		311	311		311	311		311	311	311		311		311	150	150
Диаметр(обр), мм	516	516	311	311	311		516		311		311	311		311	311		311	311	311		311		311	150	150
Расход(под), т/ч	708,65		169,02	169,02	169,02				39,39		39,39	39,39		39,39	39,39		39,39	39,39	39,39		39,39		39,39	28,97	28,97
Расход(обр), т/ч	708,65		169,02	169,02	169,02				39,39		39,39	39,39		39,39	39,39		39,39	39,39	39,39		39,39		39,39	28,97	28,97
Гидр. пот.(под), м	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2		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	0,5
Гидр. пот.(обр), м	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2		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	0,5

Рисунок 19 – Пьезометрический график участка от котельной Юго-Западная до потребителя РММ,Ламор-Югра

### **3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей**

Информация о резервах (дефицитах) тепловой мощности на действующих котельных существующей системы теплоснабжения и перспективных источников тепловой энергии на территории г. Нефтеюганска при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей представлена в таблице 1.

По результатам составления перспективных балансов тепловой энергии выявлено: при консервативном сценарии дефициты тепловой мощности в зоне действия каждого источника, определенные по фактической нагрузке на коллекторах, будут отсутствовать. Все потребители будут обеспечены в полном объеме тепловой энергией при условии содержания существующих генерирующих мощностей в надлежащем состоянии, реконструкция котельных с целью увеличения тепловой мощности не требуется. А прогнозные резервы позволят обеспечить качественное и надежное теплоснабжение потребителей.