

# **ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**приложение к программе комплексного развития систем  
коммунальной инфраструктуры муниципального образования  
Новоберезанское сельское поселение  
Кореновского района Краснодарского Края  
на период 20 лет (до 2032 г.)  
с выделением первой очереди строительства 10 лет (с 2013 г. до  
2022 г.)  
и на перспективу до 2041 года**

**Том 1.**

**Теплоснабжение  
книга 1.4**



Программа комплексного развития систем коммунальной  
инфраструктуры муниципального образования  
Кореновский район

## **СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Новоберезанское сельское поселение

Приложения

ООО «ПИТП»

(наименование организации разработчика)

Директор ООО «ПИТП»

Делокьян Н.А.

\_\_\_\_\_  
(Должность руководителя организации разработчика, подпись, Фамилия)



Оглавление

Приложение 1. (к пункту 1-3-о ) 4

    Расчёт тепловых потерь через изолированную поверхность тепловых сетей рассматриваемых котельных (Существующее положение). 4

Приложение 2. (к пункту 1-9-г) 17

    Сводные таблицы и графики показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности по передаче тепловой 17

Приложение 3. (к пункту 1-3-з) 29

    Сводные таблицы гидравлических расчётов используемых при составлении пьезометрических графиков . 29

Приложение 4. (к пункту 1-9-а) 49

    Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии. 49

Приложение 5. (к пункту 1-2-а) 63

    Структура основного оборудования 63

Приложение 6. (к пункту 8-а) 75

    Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа. 75

Приложение 7. (к пункту 8-б) 84

    Расчёты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива. 84

Приложение 8. (к пункту) 87

    Температурные графики по каждой котельной. 87

Взам. инв. №	Подпись и дата									
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 42			
	Разраб		Сидоренко Е.Б.							
	Проверил		Скрипник В. В.				Схема теплоснабжения Приложения	Стадия	Лист	Листов
									3	95
								ООО «ПИТП»		



Приложение 1. (к пункту 1-3-о )

*Расчёт тепловых потерь через изолированную поверхность тепловых сетей рассматриваемых котельных (Существующее положение).*

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 42	4



Расчёт тепловых потерь выполнен в соответствии с нормативными документами, действующими по состоянию на 2012 г. И технической литературой:

- 1. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»;
- 2. СНиП П-3-79 «Строительная теплотехника»;
- 3. СНКК 23-302-2000 (ТСН 23-319-2000 Краснодарского края) «Энергетическая эффективность жилых и общественных зданий»;
- 4. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»;
- 5. Водяные тепловые сети. Справочное пособие. М.Энергоатомиздат, 1988;
- 6. М.А.Михеев, И.М.Михеева «Основы теплопередачи», М.Энергия, 1973.

При выполнении расчётов была использована программа автоматизированного расчёта «Теплопотери VS», разработанная на базе вышеуказанной нормативной и технической документации.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 42	Лист
							5
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		



Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тер.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери,
						бесканал.	канал.	воздуш.	Гкал/год
Т 1	219	24	55,50		1,60		8,0	209,0	
	159	24	55,50		1,60			247,0	
	133	24	55,50	3,53	1,60			161,0	775,40
	108	24	55,50		1,60		178,0	449,0	
	76	24	55,50		1,60		8,0	941,0	
	59	24	55,50		1,60			122,0	
	38	24	55,50		1,60			5,0	
	32	24	55,50		1,60			17,0	
	45	24	55,50		1,60				
	108	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
Т 2	219	24	44,99		1,60		8,0	209,0	
	159	24	44,99		1,60			247,0	
	133	24	44,99	3,53	1,60			161,0	625,62
	108	24	44,99		1,60		178,0	449,0	
	76	24	44,99		1,60		8,0	941,0	
	59	24	44,99		1,60			122,0	
	38	24	44,99		1,60			5,0	
	32	24	44,99		1,60			17,0	
	45	24	44,99		1,60				
	108	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				

Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тср.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери,
						бесканал.	канал.	воздуш.	Гкал/год
Т 3	57	24							
	89	24							
	65	24	55,00	12,39	10,40				
	57	24							
	45	24							
	38	24							
	76	24							
	76	24							
	57	24							
	159	24							
	133	24							
	108	24							
Т 4	45	14							
	76	14							
	45	14	45,00	12,39	10,40				
	38	14							
	32	14							
	32	14							
	76	14							
	57	14							
	57	14							
	108	14							
	89	14							
	76	14							



Расчетные значения тепловых потоков ( q, ккал/ч/м ), приведенных к среднегодовым температурам теплоносителей и наружного воздуха, по расчетным участкам ( см. табл. 1 ) составили :

Подающий трубопровод			
Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
219	130,67		27,44
159	100,03		
133	86,47		
57			
89			
65			

Обратный трубопровод			
Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
219	105,18		24,35
159	80,52		
133	69,61		
45			
76			
45			

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
108	73,23		21,88
76	55,90		19,28
59	46,45		
57			
45			
38			
38	34,39		
32	30,82		
45			
76			
76			
57			
108			
76			
76			
159			
133			
108			

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
108	58,95		19,42
76	45,00		17,11
59	37,39		
38			
32			
32			
38	27,69		
32	24,81		
45			
76			
57			
57			
108			
76			
76			
76			
108			
89			
76			

В расчетах приняты следующие значения физических величин :

_ коэффициента теплопроводности теплоизоляционной конструкции -	0,09 ккал/ч*м*С		
_ коэффициента теплопроводности грунта -	0,6 ккал/ч*м*С	.	
_ глубины заложения каналов теплосети -	1,5 м	.	
_ расчетных зимней и летней скорости ветра	5 ;	7 м/с	
Коэффициенты допол. местных потерь тепла приняты соответственно :	0,1	0,15	0,15

Итого, суммарные расчетные теплопотери через изолированную поверхность трубопроводов теплосети составляют 1401,020 Гкал/год.

Общая протяженность теплосетей составляет 4,69 км . .

Потери тепла с утечкой сетевой воды 0,25 % от V воды - 0,002445

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 42	Лист
							7
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		



Котельная 1 (№ 40 Новоберезанское СП п Новоберезанский ул Мира 2) (Перспективное положение)  
Теплопотери СЕТЕВАЯ

Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тер.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери, Гкал/год
						бесканал.	канал.	воздуш.	
Т 1	219	24	55,50		1,60		8,0	209,0	
	159	24	55,50		1,60			247,0	
	133	24	55,50	3,53	1,60			161,0	775,40
	108	24	55,50		1,60		178,0	449,0	
	76	24	55,50		1,60		8,0	941,0	
	59	24	55,50		1,60			122,0	
	38	24	55,50		1,60			5,0	
	32	24	55,50		1,60			17,0	
	45	24	55,50		1,60				
	108	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
Т 2	219	24	44,99		1,60		8,0	209,0	
	159	24	44,99		1,60			247,0	
	133	24	44,99	3,53	1,60			161,0	625,62
	108	24	44,99		1,60		178,0	449,0	
	76	24	44,99		1,60		8,0	941,0	
	59	24	44,99		1,60			122,0	
	38	24	44,99		1,60			5,0	
	32	24	44,99		1,60			17,0	
	45	24	44,99		1,60				
	108	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				

Расчетные значения тепловых потоков ( q, ккал/ч/м ), приведенных к среднегодовым температурам  
теплоносителей и наружного воздуха, по расчетным участкам ( см. табл. 1 ) составили :

Подающий трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
219	130,67		27,44
159	100,03		
133	86,47		
57			
89			
65			

Обратный трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
219	105,18		24,35
159	80,52		
133	69,61		
45			
76			
45			

В расчетах приняты следующие значения физических величин :

\_ коэффициента теплопроводности теплоизоляционной конструкции - 0,09 ккал/ч\*м\*С  
\_ коэффициента теплопроводности грунта - 0,6 ккал/ч\*м\*(. .  
\_ глубины заложения каналов теплосети - 1,5 м . .  
\_ расчетных зимней и летней скорости ветра 5 ; 7 м/с  
Коэффициенты допол. местных потерь тепла приняты соответственно : 0,1 0,15 0,15

Итого, суммарные расчетные теплопотери через изолированную поверхность трубопроводов  
теплосети составляют 1401,020 Гкал/год.

Общая протяженность теплосетей составляет 4,69 км . .  
Потери тепла с утечкой сетевой воды 0,25 % от V воды - 0,002445

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нёдок	Подп.	Дата

МК № 42				

Лист
8



Котельная 2 (ДК № 41) Новоберезанское СП п Комсомольский ул Центральная 13)  
Теплопотери СЕТЕВАЯ

Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тср.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери, Гкал/год
						бесканал.	канал.	воздуш.	
T 1	108	24	55,50		1,60		302,0	14,0	
	89	24	55,50		1,60		92,0		
	76	24	55,50	3,53	1,60		164,0	68,0	113,30
	57	24	55,50		1,60		132,0	122,0	
	45	24	55,50		1,60		10,0		
	38	24	55,50		1,60			52,0	
	38	24	55,50		1,60				
	32	24	55,50		1,60				
	45	24	55,50		1,60				
	108	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
T 2	108	24	44,99		1,60		302,0	14,0	
	89	24	44,99		1,60		92,0		
	76	24	44,99	3,53	1,60		164,0	68,0	95,74
	57	24	44,99		1,60		132,0	122,0	
	45	24	44,99		1,60		10,0		
	38	24	44,99		1,60			52,0	
	38	24	44,99		1,60				
	32	24	44,99		1,60				
	45	24	44,99		1,60				
	108	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				

Теплопотери ГВС

Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тср.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери, Гкал/год
						бесканал.	канал.	воздуш.	
T 3	57	24							
	89	24							
	65	24	55,00	12,39	10,40				
	57	24							
	45	24							
	38	24							
	76	24							
	76	24							
	57	24							
	159	24							
	133	24							
	108	24							
T 4	45	14							
	76	14							
	45	14	45,00	12,39	10,40				
	38	14							
	32	14							
	32	14							
	76	14							
	57	14							
	57	14							
	108	14							
	89	14							
	76	14							

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	



Расчетные значения тепловых потоков ( q, ккал/ч/м ), приведенных к среднегодовым температурам теплоносителей и наружного воздуха, по расчетным участкам ( см. табл. 1 ) составили :

Подающий трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
108	73,23		20,57
89			19,29
76	55,90		18,26
57			
89			
65			

Обратный трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
108	58,95		18,26
89			17,12
76	45,00		16,21
45			
76			
45			

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
57	45,33		16,49
45			15,14
38	34,39		
57			
45			
38			
38			
32			
45			
76			
76			
57			
108			
76			
76			
159			
133			
108			

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
57	36,49		14,64
45			13,44
38	27,69		
38			
32			
32			
38			
32			
45			
76			
57			
57			
108			
76			
76			
76			
108			
89			
76			

В расчетах приняты следующие значения физических величин :

— коэффициента теплопроводности теплоизоляционной конструкции - 0,09 ккал/ч\*м\*С  
— коэффициента теплопроводности грунта - 0,6 ккал/ч\*м\*т. .  
— глубины заложения каналов теплосети - 1,5 м . .  
— расчетных зимней и летней скорости ветра 5 ; 7 м/с  
Коэффициенты допол. местных потерь тепла приняты соответственно : 0,1 0,15 0,15

Итого, суммарные расчетные теплопотери через изолированную поверхность трубопроводов теплосети составляют 209,043 Гкал/год.  
Общая протяженность теплосетей составляет 1,912 км . .  
Потери тепла с утечкой сетевой воды 0,25 % от V воды - 0,002852

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	



Котельная 3 (ДОУ (№ 42) Новоберезанское СП п Комсомольский ул Светлая 9)  
Теплопотери СЕТЕВАЯ

Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тср.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери, Гкал/год
						бесканал.	канал.	воздуш.	
Т 1	108	40	55,50		1,60		248,0	266,0	
	76	40	55,50		1,60		40,0	328,0	
	57	40	55,50	3,53	1,60		240,0	398,0	243,90
	45	40	55,50		1,60		18,0		
	38	40	55,50		1,60		25,0	126,0	
	38	40	55,50		1,60				
	38	24	55,50		1,60				
	32	24	55,50		1,60				
	45	24	55,50		1,60				
	108	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
Т 2	108	40	44,99		1,60		248,0	266,0	
	76	40	44,99		1,60		40,0	328,0	
	57	40	44,99	3,53	1,60		240,0	398,0	199,47
	45	40	44,99		1,60		18,0		
	38	40	44,99		1,60		25,0	126,0	
	38	40	44,99		1,60				
	38	24	44,99		1,60				
	32	24	44,99		1,60				
	45	24	44,99		1,60				
	108	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				

Теплопотери ГВС

Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тср.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери, Гкал/год
						бесканал.	канал.	воздуш.	
Т 3	57	40							
	89	40							
	65	40	55,00	12,39	10,40				
	57	40							
	45	40							
	38	40							
	76	24							
	76	24							
	57	24							
	159	24							
	133	24							
	108	24							
Т 4	45	30							
	76	30							
	45	30	45,00	12,39	10,40				
	38	30							
	32	30							
	32	30							
	76	14							
	57	14							
	57	14							
	108	14							
	89	14							
	76	14							

Инва. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №



Расчетные значения тепловых потоков ( q, ккал/ч/м ), приведенных к среднегодовым температурам теплоносителей и наружного воздуха, по расчетным участкам ( см. табл. 1 ) составили :

Подающий трубопровод			
Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
108	50,99		18,27
76	39,70		16,12
57	32,79		14,53
57			
89			
65			

Обратный трубопровод			
Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
108	41,04		16,21
76	31,96		14,30
57	26,39		12,90
45			
76			
45			

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
45			13,35
38	25,60		12,58
38			
57			
45			
38			
38			
32			
45			
76			
76			
57			
108			
76			
76			
159			
133			
108			

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
45			11,85
38	20,60		11,16
38			
38			
32			
32			
38			
32			
45			
76			
57			
57			
108			
76			
76			
108			
89			
76			

В расчетах приняты следующие значения физических величин :

_ коэффициента теплопроводности теплоизоляционной конструкции -	0,09 ккал/ч*м*С
_ коэффициента теплопроводности грунта -	0,6 ккал/ч*м*т.
_ глубины заложения каналов теплосети -	1,5 м
_ расчетных зимней и летней скорости ветра	5 ; 7 м/с
Коэффициенты допол. местных потерь тепла приняты соответственно :	0,1 0,15 0,15

Итого, суммарные расчетные теплопотери через изолированную поверхность трубопроводов теплосети составляют	443,369 Гкал/год.
Общая протяженность теплосетей составляет	3,378 км
Потери тепла с утечкой сетевой воды	0,25 % от V воды - 0,003756

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 42	Лист
							12
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		



Котельная 3 (ДООУ (№ 42) Новоберезанское СП п Комсомольский ул Светлая 9) (Перспективное положение)  
Теплопотери СЕТЕВАЯ

Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тср.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери, Гкал/год
						бесканал.	канал.	воздуш.	
Т 1	108	40	55,50		1,60		248,0	266,0	
	76	40	55,50		1,60		40,0	328,0	
	57	40	55,50	3,53	1,60		240,0	398,0	243,90
	45	40	55,50		1,60		18,0		
	38	40	55,50		1,60		25,0	126,0	
	38	40	55,50		1,60				
	38	24	55,50		1,60				
	32	24	55,50		1,60				
	45	24	55,50		1,60				
	108	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
Т 2	108	40	44,99		1,60		248,0	266,0	
	76	40	44,99		1,60		40,0	328,0	
	57	40	44,99	3,53	1,60		240,0	398,0	199,47
	45	40	44,99		1,60		18,0		
	38	40	44,99		1,60		25,0	126,0	
	38	40	44,99		1,60				
	38	24	44,99		1,60				
	32	24	44,99		1,60				
	45	24	44,99		1,60				
	108	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				

Расчетные значения тепловых потоков ( q, ккал/ч/м ), приведенных к среднегодовым температурам  
теплоносителей и наружного воздуха, по расчетным участкам ( см. табл. 1 ) составили :

Подающий трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
108	50,99		18,27
76	39,70		16,12
57	32,79		14,53
57			
89			
65			

Обратный трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
108	41,04		16,21
76	31,96		14,30
57	26,39		12,90
45			
76			
45			

В расчетах приняты следующие значения физических величин :

\_\_ коэффициента теплопроводности теплоизоляционной конструкции - 0,09 ккал/ч\*м\*С  
\_\_ коэффициента теплопроводности грунта - 0,6 ккал/ч\*м\*С .  
\_\_ глубины заложения каналов теплосети - 1,5 м .  
\_\_ расчетных зимней и летней скорости ветра 5 ; 7 м/с  
Коэффициенты допол. местных потерь тепла приняты соответственно : 0,1 0,15 0,15

Итого, суммарные расчетные теплопотери через изолированную поверхность трубопроводов  
теплосети составляют 443,369 Гкал/год.

Общая протяженность теплосетей составляет 3,378 км .  
Потери тепла с утечкой сетевой воды 0,25 % от V воды - 0,003756

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

МК № 42



Котельная 4 (МОУ СОШ 10 (№ 30) Новоберезанское СП х Анапский ул Партизанская 65)  
Теплопотери СЕТЕВАЯ

Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тср.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери, Гкал/год
						бесканал.	канал.	воздуш.	
Т 1	70	24	55,50		1,60			22,0	
	76	24	55,50		1,60				
	57	24	55,50	3,53	1,60				5,56
	38	24	55,50		1,60				
	45	24	55,50		1,60				
	38	24	55,50		1,60				
	38	24	55,50		1,60				
	32	24	55,50		1,60				
	45	24	55,50		1,60				
	108	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
Т 2	70	24	44,99		1,60			22,0	
	76	24	44,99		1,60				
	57	24	44,99	3,53	1,60				4,47
	38	24	44,99		1,60				
	45	24	44,99		1,60				
	38	24	44,99		1,60				
	38	24	44,99		1,60				
	32	24	44,99		1,60				
	45	24	44,99		1,60				
	108	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				

Теплопотери ГВС

Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тср.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери, Гкал/год
						бесканал.	канал.	воздуш.	
Т 3	57	24							
	89	24							
	65	24	55,00	12,39	10,40				
	57	24							
	45	24							
	38	24							
	76	24							
	76	24							
	57	24							
	159	24							
	133	24							
	108	24							
Т 4	45	14							
	76	14							
	45	14	45,00	12,39	10,40				
	38	14							
	32	14							
	32	14							
	76	14							
	57	14							
	57	14							
	108	14							
	89	14							
	76	14							

Инва. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №



Расчетные значения тепловых потоков ( q, ккал/ч/м ), приведенных к среднегодовым температурам теплоносителей и наружного воздуха, по расчетным участкам ( см. табл. 1 ) составили :

Подающий трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
70	52,59		
76			
57			
57			
89			
65			

Обратный трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
70	42,33		
76			
57			
45			
76			
45			

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
38			
45			
38			
57			
45			
38			
38			
32			
45			
76			
76			
57			
108			
76			
76			
159			
133			
108			

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
38			
45			
38			
38			
32			
32			
38			
32			
45			
76			
57			
57			
108			
76			
76			
76			
108			
89			
76			

В расчетах приняты следующие значения физических величин :

коэффициента теплопроводности теплоизоляционной конструкции -

0,09 ккал/ч\*м\*С

расчетных зимней и летней скорости ветра -

5 ; 7 м/с

Коэффициенты допол. местных потерь тепла приняты соответственно :

0,1 0,15 0,15

Итого, суммарные расчетные теплопотери через изолированную поверхность трубопроводов теплосети составляют

10,029 Гкал/год.

Общая протяженность теплосетей составляет

0,044 км

Потери тепла с утечкой сетевой воды

0,25 % от V воды - 9,17Е-05

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



Котельная 4 (МОУ СОШ 10 (№ 30) Новоберезанское СП х Анапский ул Партизанская 65) (Перспективное положение)

Теплопотери СЕТЕВАЯ

Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тер.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери, Гкал/год
						бесканал.	канал.	воздуш.	
Т 1	70	24	55,50		1,60			22,0	
	76	24	55,50		1,60				
	57	24	55,50	3,53	1,60				5,56
	38	24	55,50		1,60				
	45	24	55,50		1,60				
	38	24	55,50		1,60				
	38	24	55,50		1,60				
	32	24	55,50		1,60				
	45	24	55,50		1,60				
	108	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
	76	24	55,50		1,60				
Т 2	70	24	44,99		1,60			22,0	
	76	24	44,99		1,60				
	57	24	44,99	3,53	1,60				4,47
	38	24	44,99		1,60				
	45	24	44,99		1,60				
	38	24	44,99		1,60				
	38	24	44,99		1,60				
	32	24	44,99		1,60				
	45	24	44,99		1,60				
	108	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				
	76	24	44,99		1,60				

Расчетные значения тепловых потоков ( q, ккал/ч/м ), приведенных к среднегодовым температурам теплоносителей и наружного воздуха, по расчетным участкам ( см. табл. 1 ) составили :

Подающий трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
70	52,59		
76			
57			
57			
89			
65			

Обратный трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
70	42,33		
76			
57			
45			
76			
45			

В расчетах приняты следующие значения физических величин :

\_ коэффициента теплопроводности теплоизоляционной конструкции - 0,09 ккал/ч\*м\*С

расчетных зимней и летней скорости ветра - 5 ; 7 м/с

. . . . .

Коэффициенты допол. местных потерь тепла приняты соответственно : 0,1 0,15 0,15

Итого, суммарные расчетные теплопотери через изолированную поверхность трубопроводов теплосети составляют 10,029 Гкал/год.

Общая протяженность теплосетей составляет 0,044 км .

Потери тепла с утечкой сетевой воды 0,25 % от V воды - 9,17Е-05

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата



Приложение 2. (к пункту 1-9-г)

*Сводные таблицы и графики показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности по передаче тепловой*

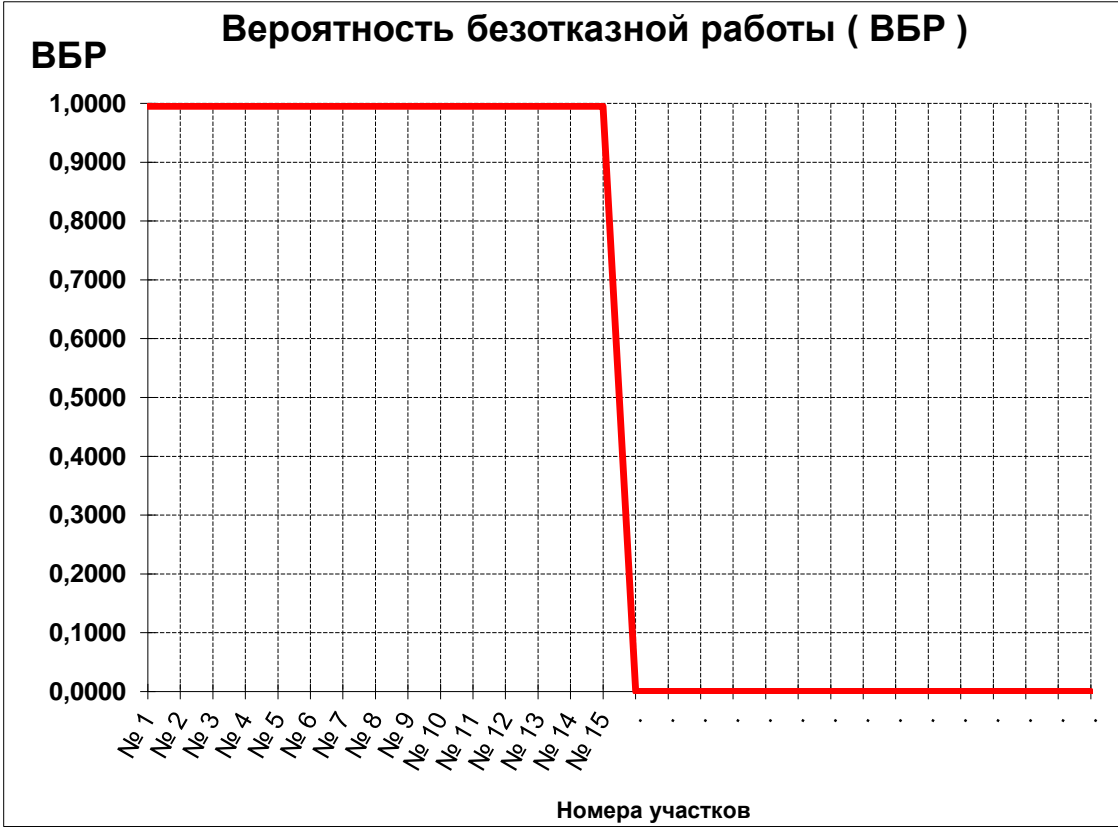
Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.		МК № 42					Лист
											17
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата						



Котельная 1 (№ 40 Новоберезанское СП п Новоберезанский ул Мира 2) (Существующее положение)



(Перспективное положение)



Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата





Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата





**(Перспективное положение)**



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата



Котельная 4 (МОУ СОШ 10 (№ 30) Новоберезанское СП х Анапский ул Партизанская 65)  
(Существующее положение)



(Перспективное положение)



Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата







Вероятность безотказной работы

	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15											
2,965	2,751	1,78	1,69	1,62	1,59	1,13	0,886	0,492	0,482	0,469	0,347	0,345	0,286	0,277										
200	200	200	200	200	200	150	150	125	125	125	100	100	100	100	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
58	125	17	17	38	20	80	32	21	57	83	14	12	13	240										
к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к	к
канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал	канал
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	250	1000	1000	1000	1000	1000	1000	2000	1000
40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001
2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020
2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019
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
0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001
0,0000009	0,0000020	0,0000003	0,0000003	0,0000006	0,0000003	0,0000013	0,0000005	0,0000003	0,0000009	0,0000013	0,0000002	0,0000002	0,0000002	0,0000038										
0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,0000158	0,0000158	0,0000158	0,0000158	0,0000158	0,0000158	0,0000158	0,0000158	0,0000158	0,0000158	0,0000158	0,0000158	0,0000158	0,0000158	0,0000158										
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
10,32	10,32	10,32	10,32	9,64	9,64	9,32	9,32	9,32	9,32	9,01	9,01	9,01	9,01	8,6	8,26	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	9,05	8,6	8,6
1	1	1																						























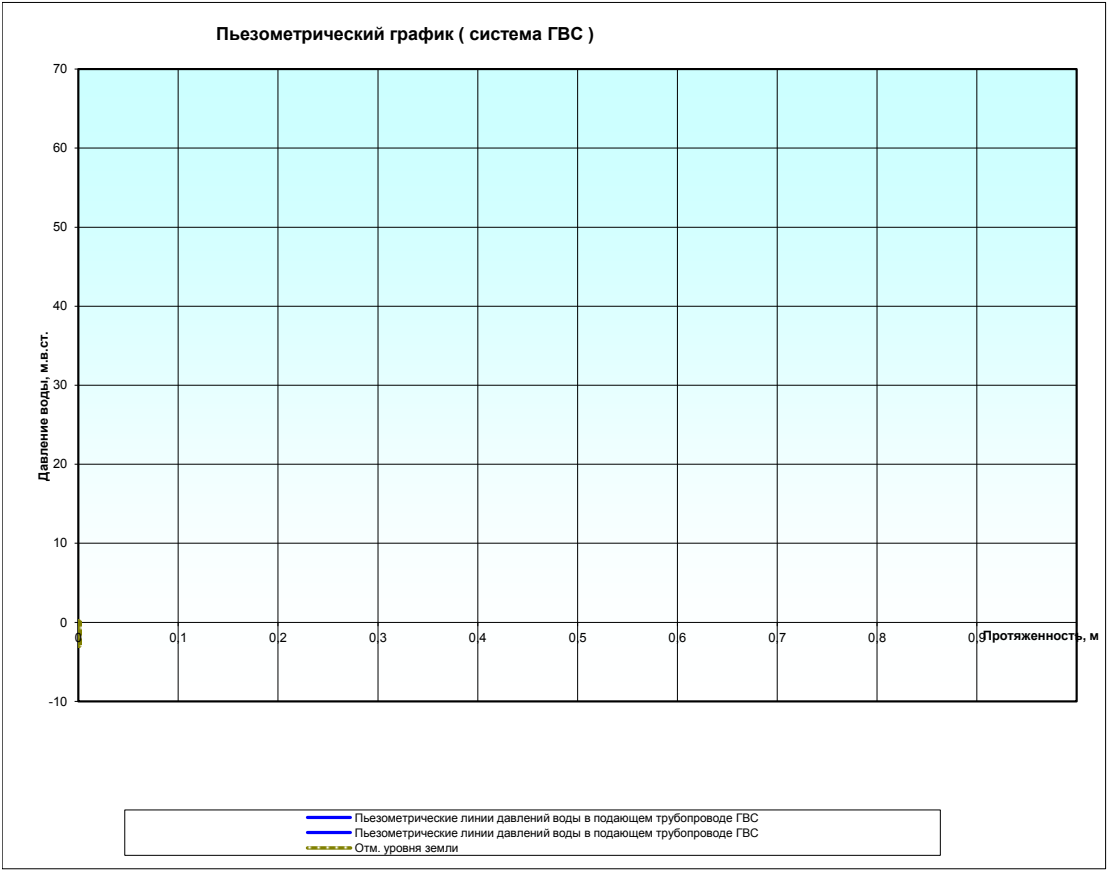
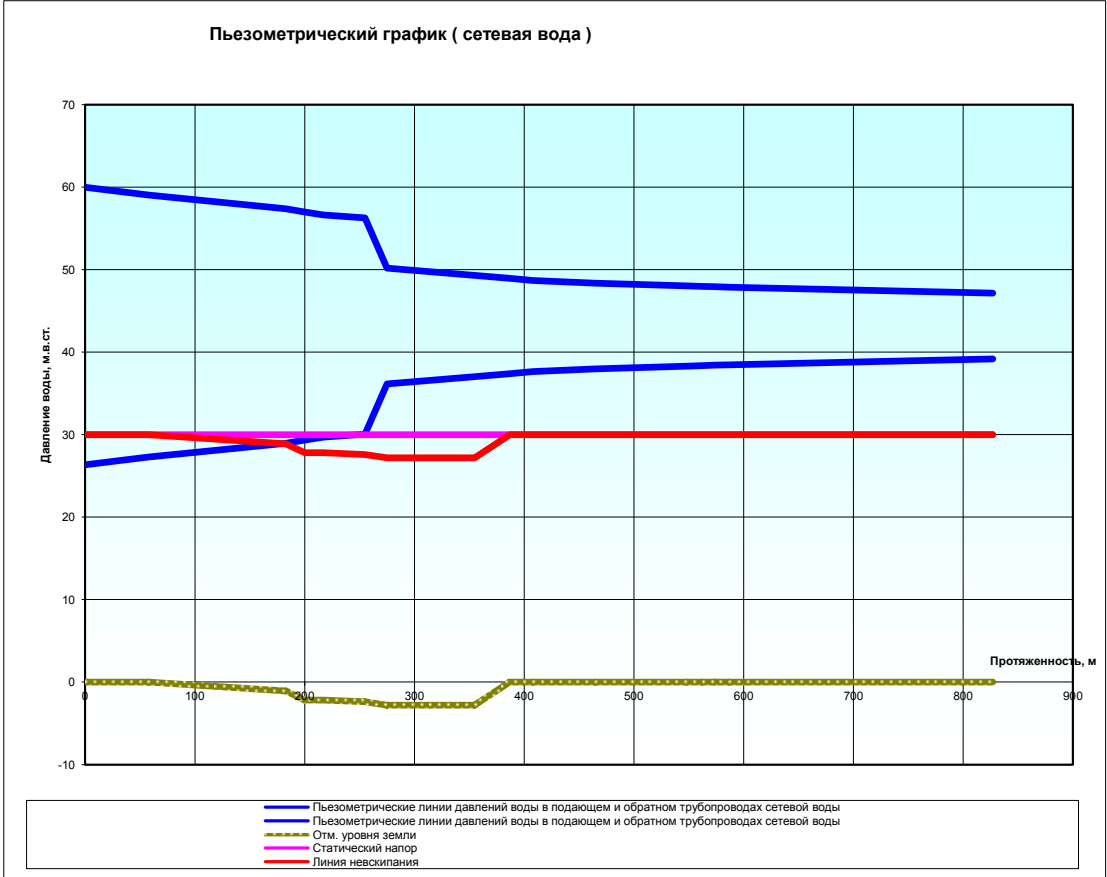
Приложение 3. (к пункту 1-3-з)

*Сводные таблицы гидравлических расчётов используемых при составлении пьезометрических графиков .*

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 42	29



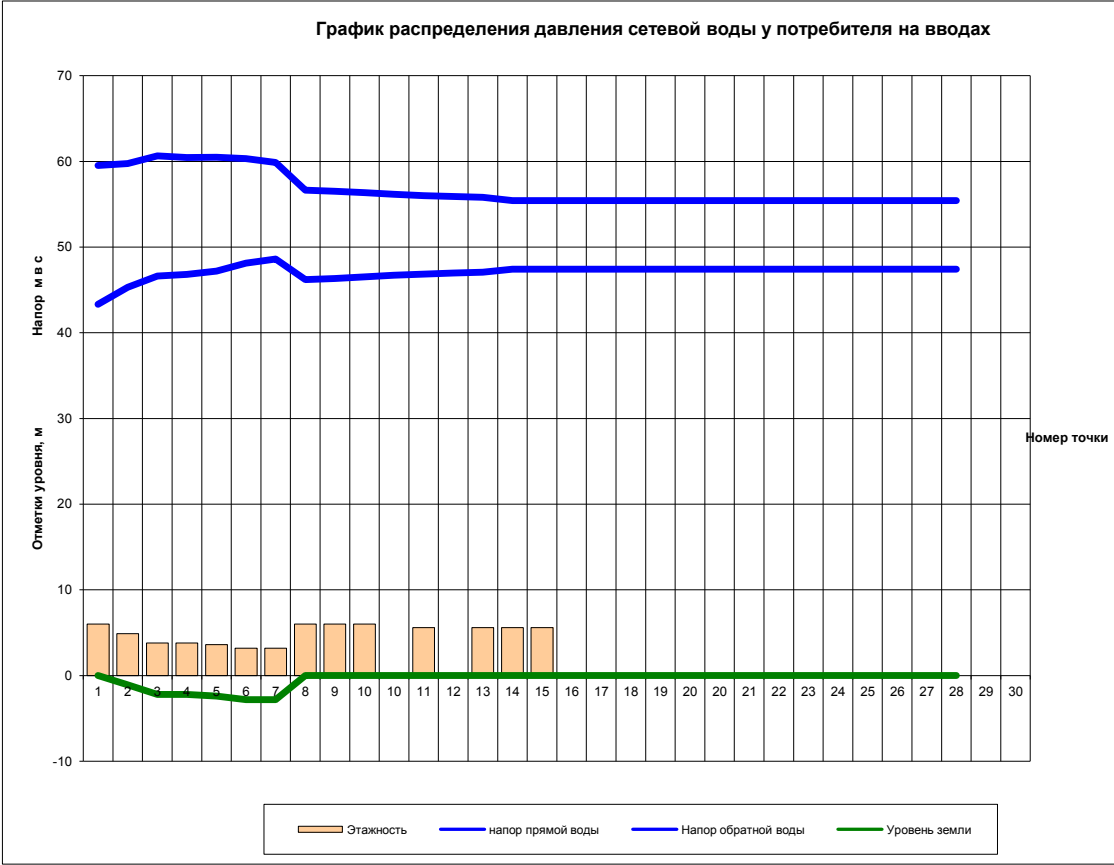
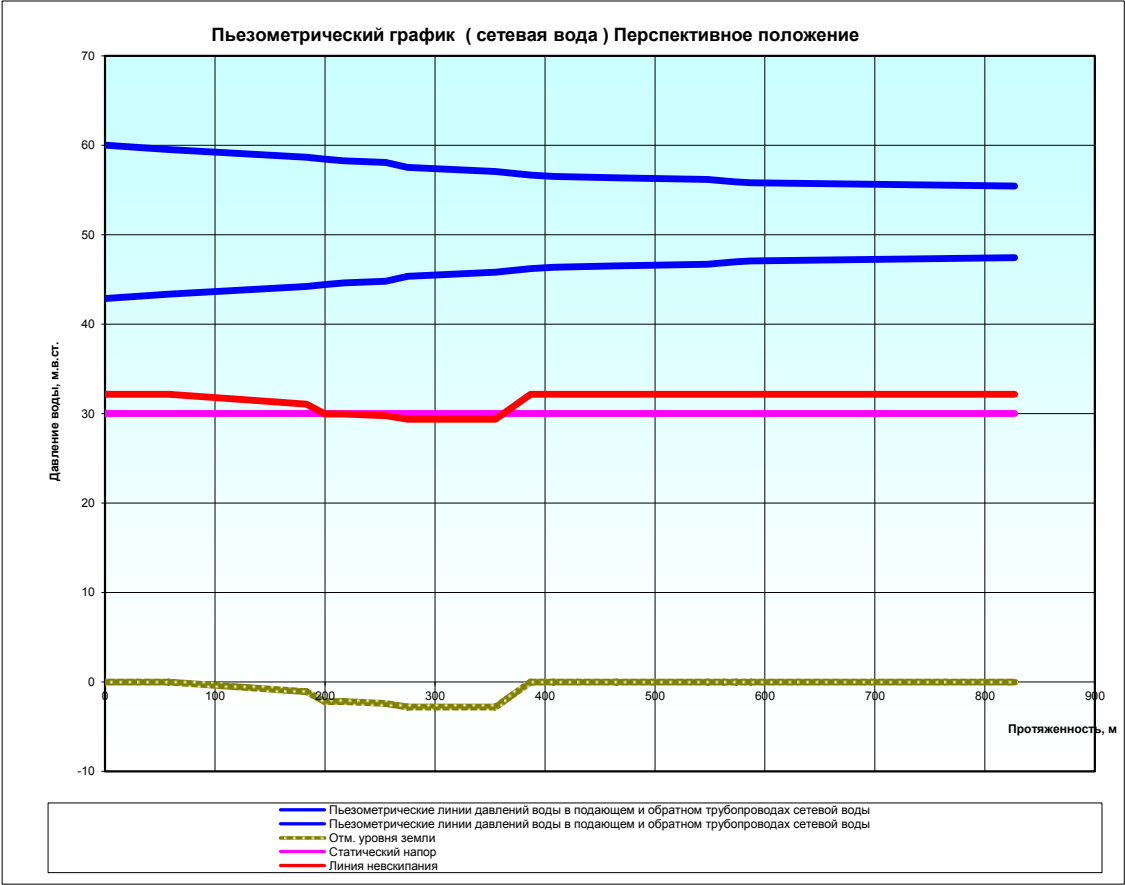
Котельная 1 (№ 40 Новоберезанское СП п Новоберезанский ул Мира 2)



Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата





Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			



Котельная 1 (№ 40 Новоберезанское СП п Новоберезанский ул Мира 2)

Таблица результатов гидравлического расчета ( сетевая вода, закрытая система )

№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	P1, м.в.ст.	P2, м.в.ст.	Rл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная ( или дросселирование )					
	2,965	200		60	26,33925	8,31	.	.	.	.	.	.
1	2,965	200	58	59,06175	27,2775	8,31	.	.	.	.	.	.
2	2,751	200	183	57,384	28,95525	7,15	.	.	.	.	.	.
2,01							.	.	.	.	.	.
3	1,78	200	200	56,98325	29,356	2,99	.	.	.	.	.	.
3,01							.	.	.	.	.	.
4	1,69	200	217	56,64	29,69925	2,7	.	.	.	.	.	.
4,01							.	.	.	.	.	.
5	1,62	200	255	56,27075	30,0685	2,48	.	.	.	.	.	.
5,01							.	.	.	.	.	.
6	1,59	100	275	50,18575	36,1535	95,44	.	.	.	.	.	.
6,01							.	.	.	.	.	.
7	1,13	150	355	49,32125	37,018	5,56	.	.	.	.	.	.
7,01							.	.	.	.	.	.
8	0,886	150	387	48,942	37,39725	3,41	.	.	.	.	.	.
8,01							.	.	.	.	.	.
9	0,492	125	408	48,7045	37,63475	2,78	.	.	.	.	.	.
9,01							.	.	.	.	.	.
10	0,482	125	465	48,374	37,96525	2,67	.	.	.	.	.	.
11	0,469	125	548	48,05175	38,29575	2,04	.	.	.	.	.	.
12	0,347	150	562	47,9885	38,359	0,42	.	.	.	.	.	.
12,01							.	.	.	.	.	.
13	0,345	150	574	47,9255	38,422	0,42	.	.	.	.	.	.
13,01							.	.	.	.	.	.
14	0,286	150	587	47,8745	38,473	0,28	.	.	.	.	.	.
14,01							.	.	.	.	.	.
15	0,277	100	827	47,17375	39,17375	2,32	.	.	.	.	.	.
15,01							.	.	.	.	.	.
16		65	827	47,17375	39,17375	.	.	.	.	.	.	.
16,01							.	.	.	.	.	.
17		65	827	47,17375	39,17375	.	.	.	.	.	.	.
17,01							.	.	.	.	.	.
18		65	827	47,17375	39,17375	.	.	.	.	.	.	.
18,01							.	.	.	.	.	.
19		65	827	47,17375	39,17375	.	.	.	.	.	.	.
19,01							.	.	.	.	.	.
20		65	827	47,17375	39,17375	.	.	.	.	.	.	.
21		65	827	47,17375	39,17375	.	.	.	.	.	.	.
22		65	827	47,17375	39,17375	.	.	.	.	.	.	.
22,01							.	.	.	.	.	.
23		65	827	47,17375	39,17375	.	.	.	.	.	.	.
23,01							.	.	.	.	.	.
24		65	827	47,17375	39,17375	.	.	.	.	.	.	.
24,01							.	.	.	.	.	.
25		65	827	47,17375	39,17375	.	.	.	.	.	.	.
25,01							.	.	.	.	.	.
26		65	827	47,17375	39,17375	.	.	.	.	.	.	.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



Таблица результатов гидравлического расчета ( централизованная система ГВС )												
№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	РЗ, м.в.ст.	Рл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная ( или дросселирование )						
		50		60		.		.	.	.	.	.
1		50		60		.		.	.	.	.	.
2		100		60	.	.		.	.	.	.	.
2,01				60		.		.	.	.	.	.
3		100		60	.	.		.	.	.	.	.
3,01				60		.		.	.	.	.	.
4		65		60	.	.		.	.	.	.	.
4,01				60		.		.	.	.	.	.
5		65		60	.	.		.	.	.	.	.
5,01				60		.		.	.	.	.	.
6		65		60	.	.		.	.	.	.	.
6,01				60		.		.	.	.	.	.
7		50		60	.	.		.	.	.	.	.
7,01				60		.		.	.	.	.	.
8		50		60	.	.		.	.	.	.	.
8,01				60		.		.	.	.	.	.
9		40		60	.	.		.	.	.	.	.
9,01				60		.		.	.	.	.	.
10		40		60	.	.		.	.	.	.	.
11		50		60	.	.		.	.	.	.	.
12		50		60	.	.		.	.	.	.	.
12,01				60		.		.	.	.	.	.
13		50		60	.	.		.	.	.	.	.
13,01				60		.		.	.	.	.	.
14		50		60	.	.		.	.	.	.	.
14,01				60		.		.	.	.	.	.
15		50		60	.	.		.	.	.	.	.
15,01				60		.		.	.	.	.	.
16		50		60	.	.		.	.	.	.	.
16,01				60		.		.	.	.	.	.
17		50		60	.	.		.	.	.	.	.
17,01				60		.		.	.	.	.	.
18		50		60	.	.		.	.	.	.	.
18,01				60		.		.	.	.	.	.
19		50		60	.	.		.	.	.	.	.
19,01				60		.		.	.	.	.	.
20		50		60	.	.		.	.	.	.	.
21		50		60	.	.		.	.	.	.	.
22		50		60	.	.		.	.	.	.	.
22,01				60		.		.	.	.	.	.
23		50		60	.	.		.	.	.	.	.
23,01				60		.		.	.	.	.	.
24		50		60	.	.		.	.	.	.	.
24,01				60		.		.	.	.	.	.
25		50		60	.	.		.	.	.	.	.
25,01				60		.		.	.	.	.	.
26		50		60	.	.		.	.	.	.	.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

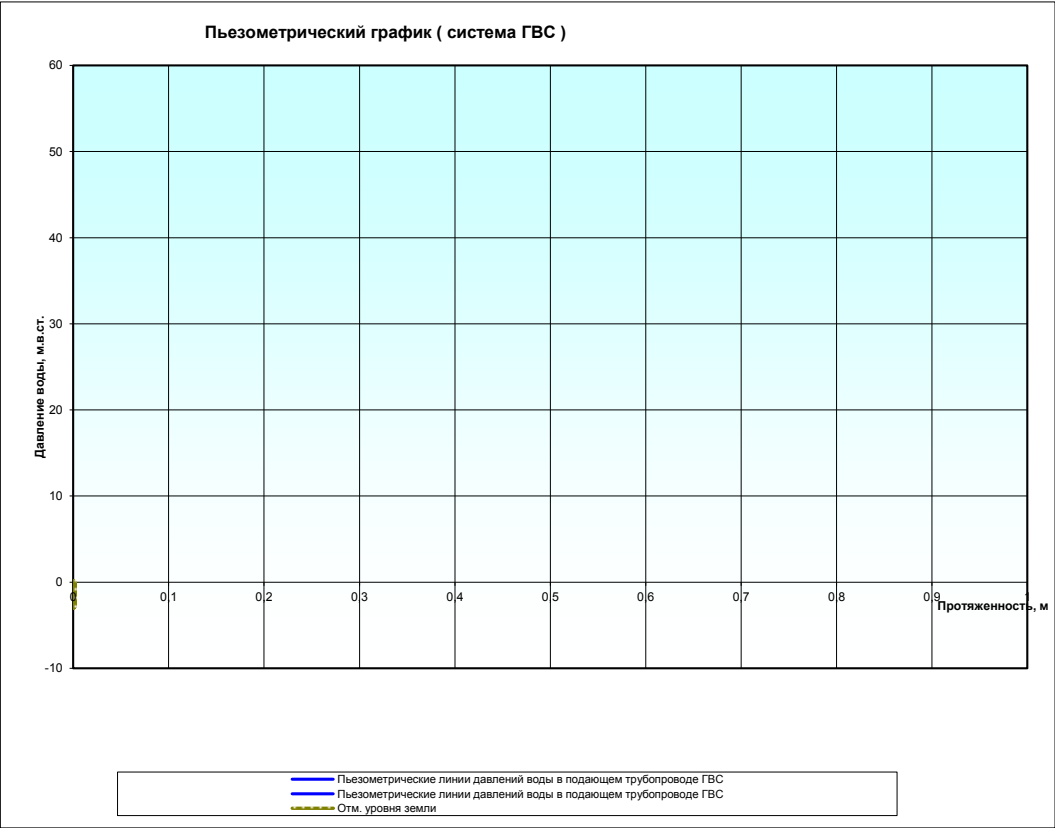


Котельная 1 (№ 40 Новоберезанское СП п Новоберезанский ул Мира 2) (Перспективное положение)

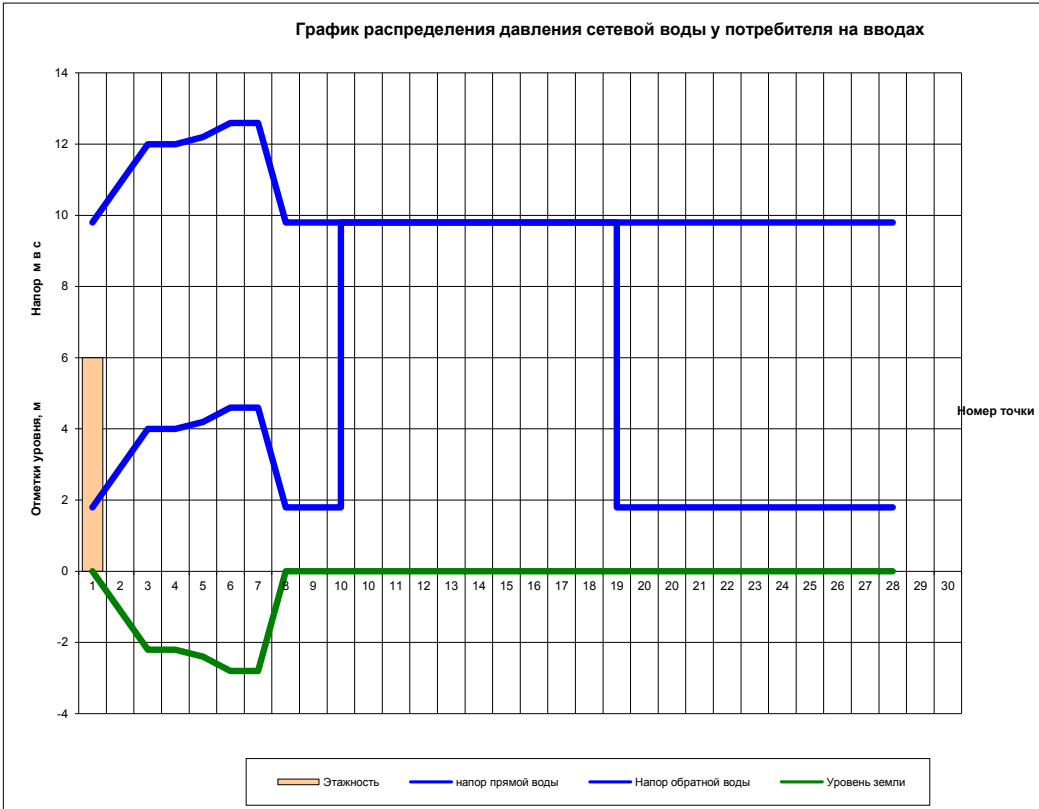
Таблица результатов гидравлического расчета ( сетевая вода, закрытая система )												
№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	P1, м.в.ст.	P2, м.в.ст.	Rл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная ( или дросселирование )					
	2,965	200		60	42,863	4,24	.	.	.	.	.	.
1	2,965	200	58	59,52675	43,33625	4,24	.	.	.	.	.	.
2	2,751	200	183	58,655	44,208	3,65	.	.	.	.	.	.
2,01							.	.	.	.	.	.
3	1,78	200	200	58,43925	44,42375	1,52	.	.	.	.	.	.
3,01							.	.	.	.	.	.
4	1,69	200	217	58,26475	44,59825	1,37	.	.	.	.	.	.
4,01							.	.	.	.	.	.
5	1,62	200	255	58,07775	44,78525	1,26	.	.	.	.	.	.
5,01							.	.	.	.	.	.
6	1,59	150	275	57,534	45,329	5,61	.	.	.	.	.	.
6,01							.	.	.	.	.	.
7	1,13	150	355	57,07275	45,79025	2,83	.	.	.	.	.	.
7,01							.	.	.	.	.	.
8	0,886	125	387	56,6535	46,2095	4,6	.	.	.	.	.	.
8,01							.	.	.	.	.	.
9	0,492	125	408	56,5205	46,3425	1,41	.	.	.	.	.	.
9,01							.	.	.	.	.	.
10	0,482	125	465	56,34125	46,52175	1,36	.	.	.	.	.	.
11	0,469	125	548	56,166	46,701	1,04	.	.	.	.	.	.
12	0,347	100	562	56,01525	46,85175	1,86	.	.	.	.	.	.
12,01							.	.	.	.	.	.
13	0,345	100	574	55,8905	46,9765	1,83	.	.	.	.	.	.
13,01							.	.	.	.	.	.
14	0,286	100	587	55,79725	47,06975	1,26	.	.	.	.	.	.
14,01							.	.	.	.	.	.
15	0,277	100	827	55,4335	47,4335	1,18	.	.	.	.	.	.
15,01							.	.	.	.	.	.
16		65	827	55,4335	47,4335	.	.	.	.	.	.	.
16,01							.	.	.	.	.	.
17		65	827	55,4335	47,4335	.	.	.	.	.	.	.
17,01							.	.	.	.	.	.
18		65	827	55,4335	47,4335	.	.	.	.	.	.	.
18,01							.	.	.	.	.	.
19		65	827	55,4335	47,4335	.	.	.	.	.	.	.
19,01							.	.	.	.	.	.
20		65	827	55,4335	47,4335	.	.	.	.	.	.	.
21		65	827	55,4335	47,4335	.	.	.	.	.	.	.
22		65	827	55,4335	47,4335	.	.	.	.	.	.	.
22,01							.	.	.	.	.	.
23		65	827	55,4335	47,4335	.	.	.	.	.	.	.
23,01							.	.	.	.	.	.
24		65	827	55,4335	47,4335	.	.	.	.	.	.	.
24,01							.	.	.	.	.	.
25		65	827	55,4335	47,4335	.	.	.	.	.	.	.
25,01							.	.	.	.	.	.
26		65	827	55,4335	47,4335	.	.	.	.	.	.	.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №











Котельная 2 (ДК (№ 41) Новоберезанское СП п Комсомольский ул Центральная 13)

Таблица результатов гидравлического расчета ( сетевая вода, закрытая система )

№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	P1, м.в.ст.	P2, м.в.ст.	Rл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная ( или дросселирование )					
	0,5046	100		40	26,565	9,61	.	.	.	.	.	.
1	0,5046	100	3,5	39,74725	26,81775	9,61	.	.	.	.	.	.
2	0,4211	100	89,5	38,856	27,709	6,7	.	.	.	.	.	.
2,01							.	.	.	.	.	.
3	0,3982	100	166	38,1205	28,4445	5,98	.	.	.	.	.	.
3,01							.	.	.	.	.	.
4	0,3346	100	198	37,78675	28,77825	4,23	.	.	.	.	.	.
4,01							.	.	.	.	.	.
5	0,2656	100	260	37,49575	29,06925	2,66	.	.	.	.	.	.
5,01							.	.	.	.	.	.
6	0,0368	80	352	37,46575	29,09925	0,17	.	.	.	.	.	.
6,01							.	.	.	.	.	.
7	0,0368	80	444	37,43575	29,12925	0,17	.	.	.	.	.	.
7,01							.	.	.	.	.	.
8	0,0368	70	482	37,40175	29,16325	0,34	.	.	.	.	.	.
8,01							.	.	.	.	.	.
9	0,0368	70	528	37,36775	29,19725	0,34	.	.	.	.	.	.
9,01							.	.	.	.	.	.
10	0,0368	50	540	37,2825	29,2825	2,12	.	.	.	.	.	.
11		100	540	37,2825	37,2825	.	.	.	.	.	.	.
12		100	540	37,2825	37,2825	.	.	.	.	.	.	.
12,01							.	.	.	.	.	.
13		100	540	37,2825	37,2825	.	.	.	.	.	.	.
13,01							.	.	.	.	.	.
14		80	540	37,2825	37,2825	.	.	.	.	.	.	.
14,01							.	.	.	.	.	.
15		65	540	37,2825	37,2825	.	.	.	.	.	.	.
15,01							.	.	.	.	.	.
16		65	540	37,2825	37,2825	.	.	.	.	.	.	.
16,01							.	.	.	.	.	.
17		65	540	37,2825	37,2825	.	.	.	.	.	.	.
17,01							.	.	.	.	.	.
18		65	540	37,2825	37,2825	.	.	.	.	.	.	.
18,01							.	.	.	.	.	.
19		65	540	37,2825	37,2825	.	.	.	.	.	.	.
19,01							.	.	.	.	.	.
20		65	540	37,2825	37,2825	.	.	.	.	.	.	.
21		65	540	37,2825	29,2825	.	.	.	.	.	.	.
22		65	540	37,2825	29,2825	.	.	.	.	.	.	.
22,01							.	.	.	.	.	.
23		65	540	37,2825	29,2825	.	.	.	.	.	.	.
23,01							.	.	.	.	.	.
24		65	540	37,2825	29,2825	.	.	.	.	.	.	.
24,01							.	.	.	.	.	.
25		65	540	37,2825	29,2825	.	.	.	.	.	.	.
25,01							.	.	.	.	.	.
26		65	540	37,2825	29,2825	.	.	.	.	.	.	.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	

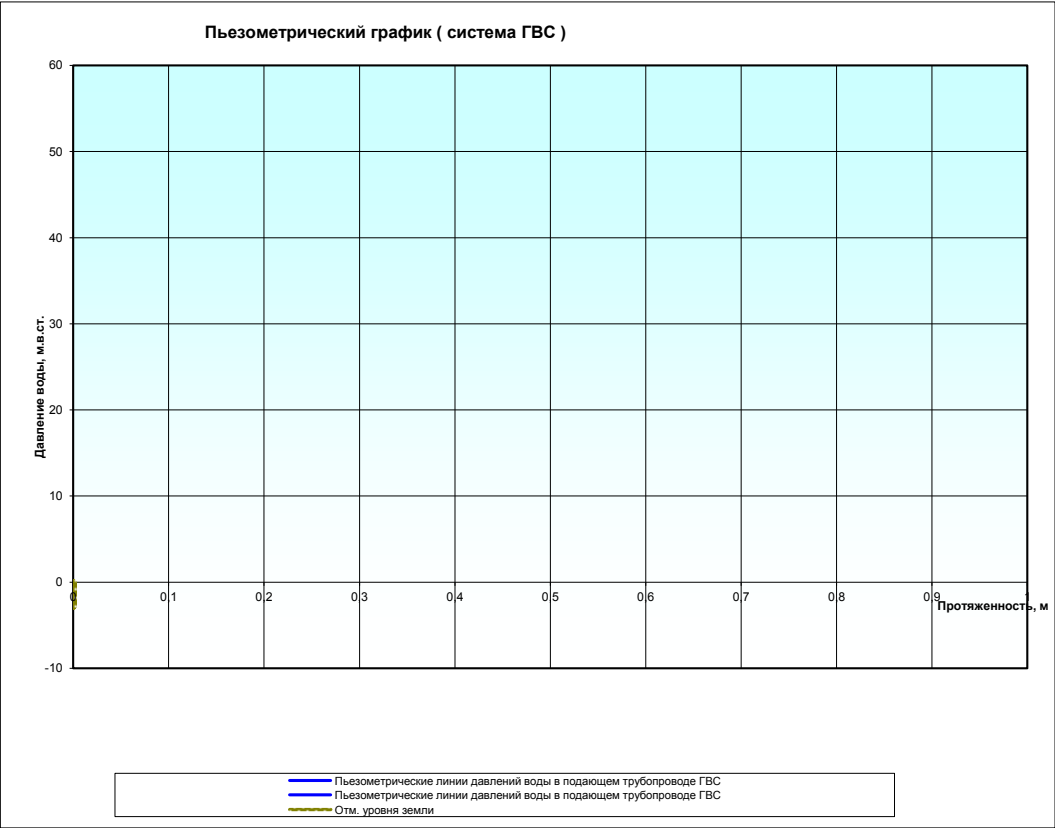
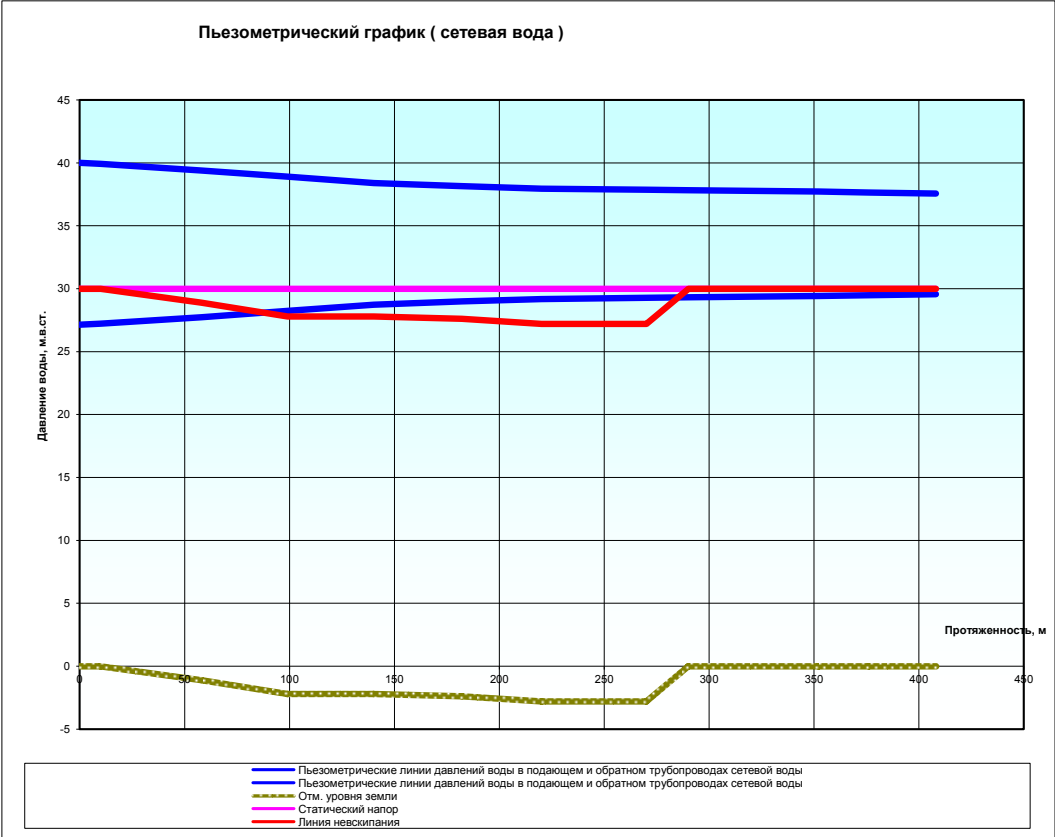


Таблица результатов гидравлического расчета ( централизованная система ГВС )												
№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	PЗ, м.в.ст.	Рл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная ( или дросселирование )						
		50		40		.		.	.	.	.	.
1		50		40		.		.	.	.	.	.
2		100		40	.	.		.	.	.	.	.
2,01				40		.		.	.	.	.	.
3		100		40	.	.		.	.	.	.	.
3,01				40		.		.	.	.	.	.
4		65		40	.	.		.	.	.	.	.
4,01				40		.		.	.	.	.	.
5		65		40	.	.		.	.	.	.	.
5,01				40		.		.	.	.	.	.
6		65		40	.	.		.	.	.	.	.
6,01				40		.		.	.	.	.	.
7		50		40	.	.		.	.	.	.	.
7,01				40		.		.	.	.	.	.
8		50		40	.	.		.	.	.	.	.
8,01				40		.		.	.	.	.	.
9		40		40	.	.		.	.	.	.	.
9,01				40		.		.	.	.	.	.
10		40		40	.	.		.	.	.	.	.
11		50		40	.	.		.	.	.	.	.
12		50		40	.	.		.	.	.	.	.
12,01				40		.		.	.	.	.	.
13		50		40	.	.		.	.	.	.	.
13,01				40		.		.	.	.	.	.
14		50		40	.	.		.	.	.	.	.
14,01				40		.		.	.	.	.	.
15		50		40	.	.		.	.	.	.	.
15,01				40		.		.	.	.	.	.
16		50		40	.	.		.	.	.	.	.
16,01				40		.		.	.	.	.	.
17		50		40	.	.		.	.	.	.	.
17,01				40		.		.	.	.	.	.
18		50		40	.	.		.	.	.	.	.
18,01				40		.		.	.	.	.	.
19		50		40	.	.		.	.	.	.	.
19,01				40		.		.	.	.	.	.
20		50		40	.	.		.	.	.	.	.
21		50		40	.	.		.	.	.	.	.
22		50		40	.	.		.	.	.	.	.
22,01				40		.		.	.	.	.	.
23		50		40	.	.		.	.	.	.	.
23,01				40		.		.	.	.	.	.
24		50		40	.	.		.	.	.	.	.
24,01				40		.		.	.	.	.	.
25		50		40	.	.		.	.	.	.	.
25,01				40		.		.	.	.	.	.
26		50		40	.	.		.	.	.	.	.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	



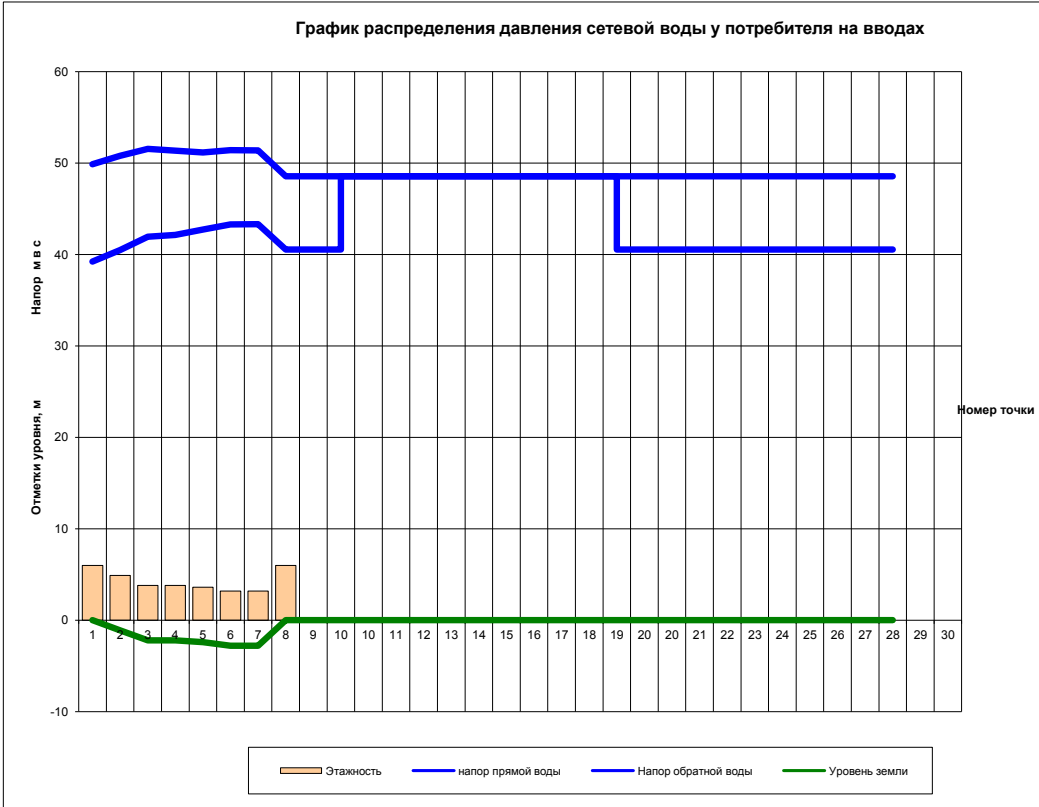
Котельная 3 (ДОУ (№ 42) Новоберезанское СП п Комсомольский ул Светлая 9)



Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата







Котельная 3 (ДООУ (№ 42) Новоберезанское СП п Комсомольский ул Светлая 9)

Таблица результатов гидравлического расчета ( сетевая вода, закрытая система )

№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	P1, м.в.ст.	P2, м.в.ст.	Rл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная ( или дросселирование )					
	0,598	150		40	27,1385	1,55	.	.	.	.	.	.
1	0,598	150	10	39,91875	27,21975	1,55	.	.	.	.	.	.
2	0,387	100	58	39,398	27,7405	5,65	.	.	.	.	.	.
2,01							.	.	.	.	.	.
3	0,387	100	99,1	38,90225	28,23625	5,65	.	.	.	.	.	.
3,01							.	.	.	.	.	.
4	0,387	100	140	38,4065	28,732	5,65	.	.	.	.	.	.
4,01							.	.	.	.	.	.
5	0,279	100	182	38,15375	28,98475	2,94	.	.	.	.	.	.
5,01							.	.	.	.	.	.
6	0,248	100	220	37,953	29,1855	2,32	.	.	.	.	.	.
6,01							.	.	.	.	.	.
7	0,144	100	270	37,86925	29,26925	0,78	.	.	.	.	.	.
7,01							.	.	.	.	.	.
8	0,104	100	290	37,827	29,3115	0,4	.	.	.	.	.	.
8,01							.	.	.	.	.	.
9	0,065	70	352	37,72325	29,41525	1,07	.	.	.	.	.	.
9,01							.	.	.	.	.	.
10	0,0325	50	376	37,64625	29,49225	1,63	.	.	.	.	.	.
11	0,0325	50	408	37,56925	29,56925	1,27	.	.	.	.	.	.
12		100	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
12,01							.	.	.	.	.	.
13		100	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
13,01							.	.	.	.	.	.
14		80	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
14,01							.	.	.	.	.	.
15		65	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
15,01							.	.	.	.	.	.
16		65	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
16,01							.	.	.	.	.	.
17		65	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
17,01							.	.	.	.	.	.
18		65	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
18,01							.	.	.	.	.	.
19		65	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
19,01							.	.	.	.	.	.
20		65	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
21		65	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
22		65	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
22,01							.	.	.	.	.	.
23		65	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
23,01							.	.	.	.	.	.
24		65	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
24,01							.	.	.	.	.	.
25		65	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.
25,01							.	.	.	.	.	.
26		65	408	37,56925	29,56925	.	.	.	.	.	.	.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата



Таблица результатов гидравлического расчета ( централизованная система ГВС )												
№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	PЗ, м.в.ст.	Рл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная ( или дросселирование )						
		50		40		.		.	.	.	.	.
1		50		40		.		.	.	.	.	.
2		100		40	.	.		.	.	.	.	.
2,01				40		.		.	.	.	.	.
3		100		40	.	.		.	.	.	.	.
3,01				40		.		.	.	.	.	.
4		65		40	.	.		.	.	.	.	.
4,01				40		.		.	.	.	.	.
5		65		40	.	.		.	.	.	.	.
5,01				40		.		.	.	.	.	.
6		65		40	.	.		.	.	.	.	.
6,01				40		.		.	.	.	.	.
7		50		40	.	.		.	.	.	.	.
7,01				40		.		.	.	.	.	.
8		50		40	.	.		.	.	.	.	.
8,01				40		.		.	.	.	.	.
9		40		40	.	.		.	.	.	.	.
9,01				40		.		.	.	.	.	.
10		40		40	.	.		.	.	.	.	.
11		50		40	.	.		.	.	.	.	.
12		50		40	.	.		.	.	.	.	.
12,01				40		.		.	.	.	.	.
13		50		40	.	.		.	.	.	.	.
13,01				40		.		.	.	.	.	.
14		50		40	.	.		.	.	.	.	.
14,01				40		.		.	.	.	.	.
15		50		40	.	.		.	.	.	.	.
15,01				40		.		.	.	.	.	.
16		50		40	.	.		.	.	.	.	.
16,01				40		.		.	.	.	.	.
17		50		40	.	.		.	.	.	.	.
17,01				40		.		.	.	.	.	.
18		50		40	.	.		.	.	.	.	.
18,01				40		.		.	.	.	.	.
19		50		40	.	.		.	.	.	.	.
19,01				40		.		.	.	.	.	.
20		50		40	.	.		.	.	.	.	.
21		50		40	.	.		.	.	.	.	.
22		50		40	.	.		.	.	.	.	.
22,01				40		.		.	.	.	.	.
23		50		40	.	.		.	.	.	.	.
23,01				40		.		.	.	.	.	.
24		50		40	.	.		.	.	.	.	.
24,01				40		.		.	.	.	.	.
25		50		40	.	.		.	.	.	.	.
25,01				40		.		.	.	.	.	.
26		50		40	.	.		.	.	.	.	.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	



Котельная 3 (ДООУ № 42) Новоберезанское СП п Комсомольский ул Светлая 9) (Перспективное положение)

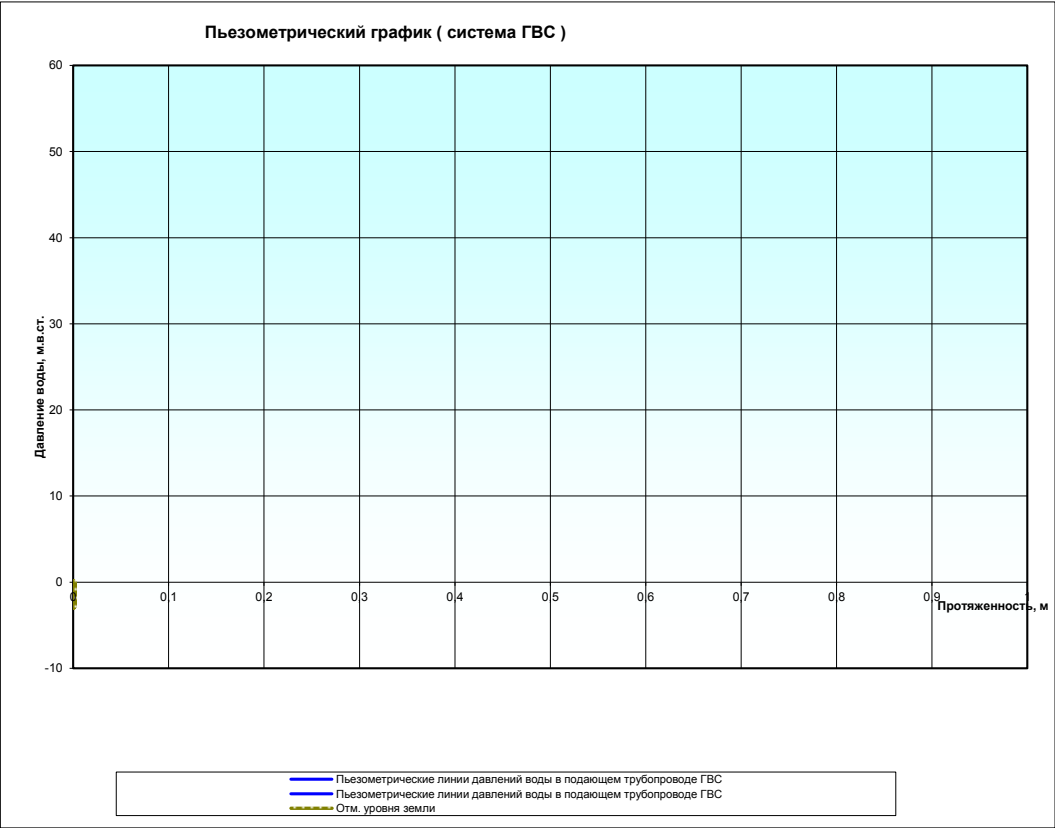
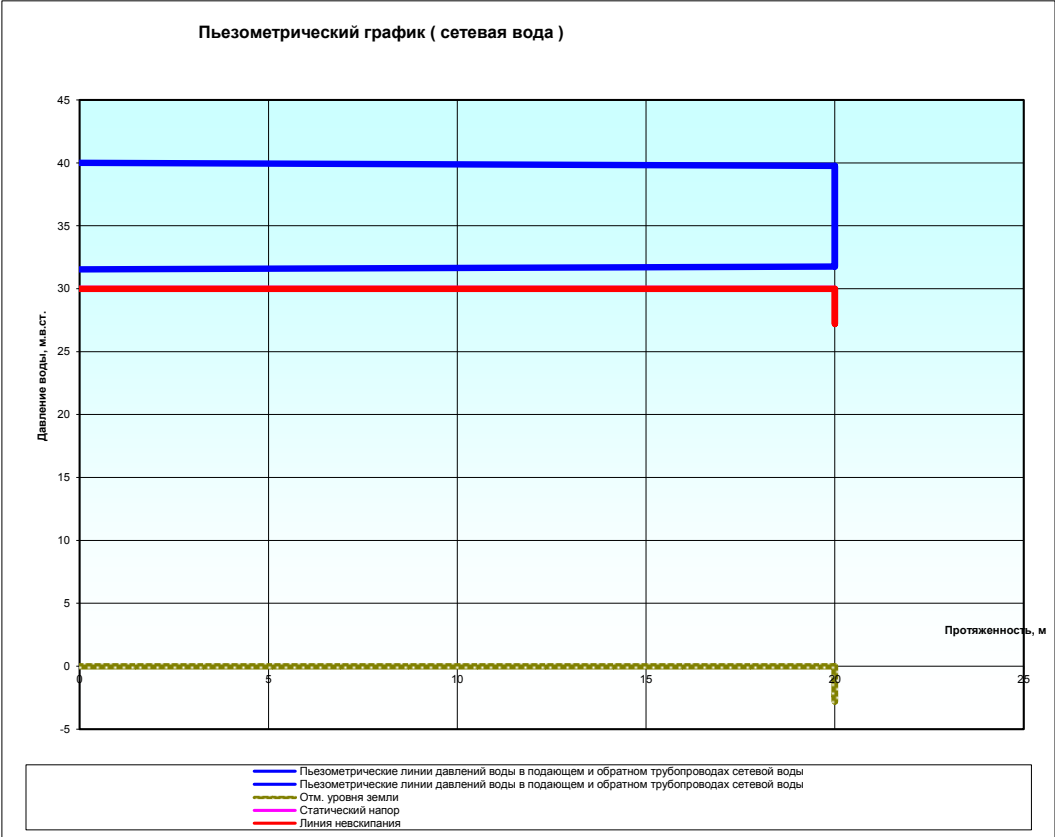
Таблица результатов гидравлического расчета ( сетевая вода, закрытая система )

№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	P1, м.в.ст.	P2, м.в.ст.	Rл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная ( или дросселирование )					
	1,047	150		50	39,114	2,43	.	.	.	.	.	.
1	1,047	150	10	49,887	39,227	2,43	.	.	.	.	.	.
2	0,659	125	18	49,713	39,401	2,54	.	.	.	.	.	.
2,01							.	.	.	.	.	.
3	0,646	125	94	49,37025	39,74375	2,44	.	.	.	.	.	.
3,01							.	.	.	.	.	.
4	0,646	125	114	49,1775	39,9365	2,44	.	.	.	.	.	.
4,01							.	.	.	.	.	.
5	0,4952	100	155	48,7725	40,3415	4,72	.	.	.	.	.	.
5,01							.	.	.	.	.	.
6	0,2656	100	217	48,61375	40,50025	1,35	.	.	.	.	.	.
6,01							.	.	.	.	.	.
7	0,0368	80	309	48,5865	40,5275	0,08	.	.	.	.	.	.
7,01							.	.	.	.	.	.
8	0,0368	70	347	48,557	40,557	0,17	.	.	.	.	.	.
8,01							.	.	.	.	.	.
9		70	347	48,557	40,557		.	.	.	.	.	.
9,01							.	.	.	.	.	.
10		50	347	48,557	40,557	.	.	.	.	.	.	.
11		50	347	48,557	48,557	.	.	.	.	.	.	.
12		100	347	48,557	48,557	.	.	.	.	.	.	.
12,01							.	.	.	.	.	.
13		100	347	48,557	48,557	.	.	.	.	.	.	.
13,01							.	.	.	.	.	.
14		80	347	48,557	48,557	.	.	.	.	.	.	.
14,01							.	.	.	.	.	.
15		65	347	48,557	48,557	.	.	.	.	.	.	.
15,01							.	.	.	.	.	.
16		65	347	48,557	48,557	.	.	.	.	.	.	.
16,01							.	.	.	.	.	.
17		65	347	48,557	48,557	.	.	.	.	.	.	.
17,01							.	.	.	.	.	.
18		65	347	48,557	48,557	.	.	.	.	.	.	.
18,01							.	.	.	.	.	.
19		65	347	48,557	48,557	.	.	.	.	.	.	.
19,01							.	.	.	.	.	.
20		65	347	48,557	48,557	.	.	.	.	.	.	.
21		65	347	48,557	40,557	.	.	.	.	.	.	.
22		65	347	48,557	40,557	.	.	.	.	.	.	.
22,01							.	.	.	.	.	.
23		65	347	48,557	40,557	.	.	.	.	.	.	.
23,01							.	.	.	.	.	.
24		65	347	48,557	40,557	.	.	.	.	.	.	.
24,01							.	.	.	.	.	.
25		65	347	48,557	40,557	.	.	.	.	.	.	.
25,01							.	.	.	.	.	.
26		65	347	48,557	40,557	.	.	.	.	.	.	.

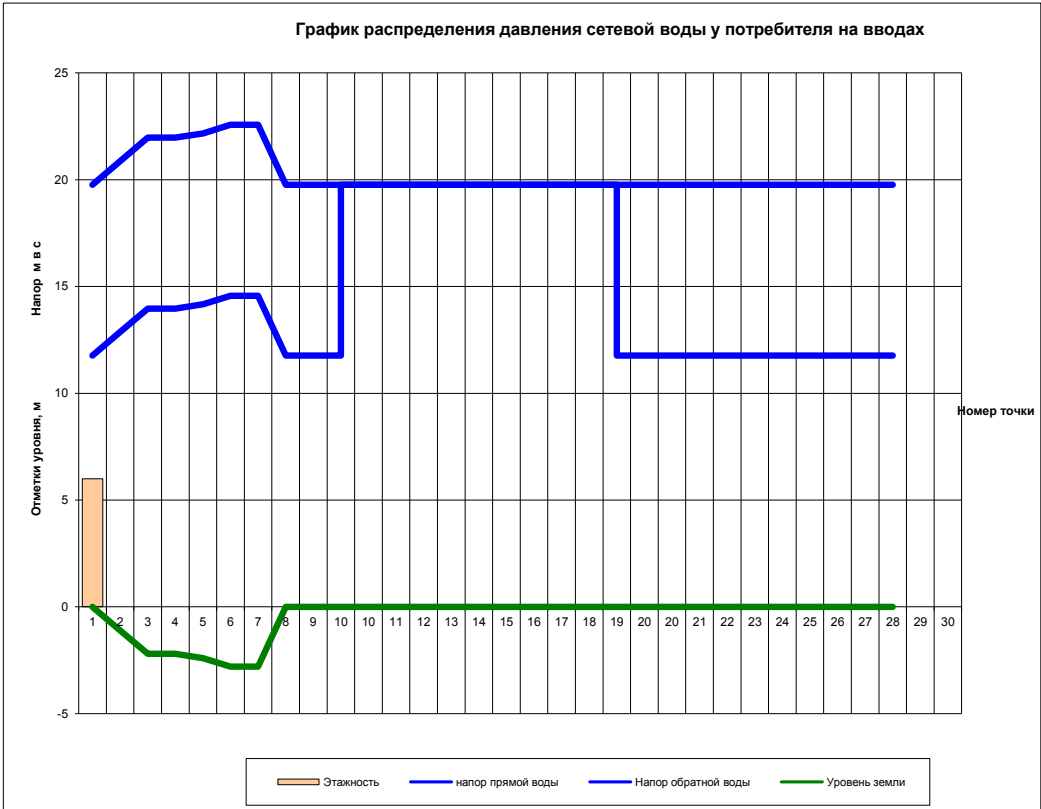
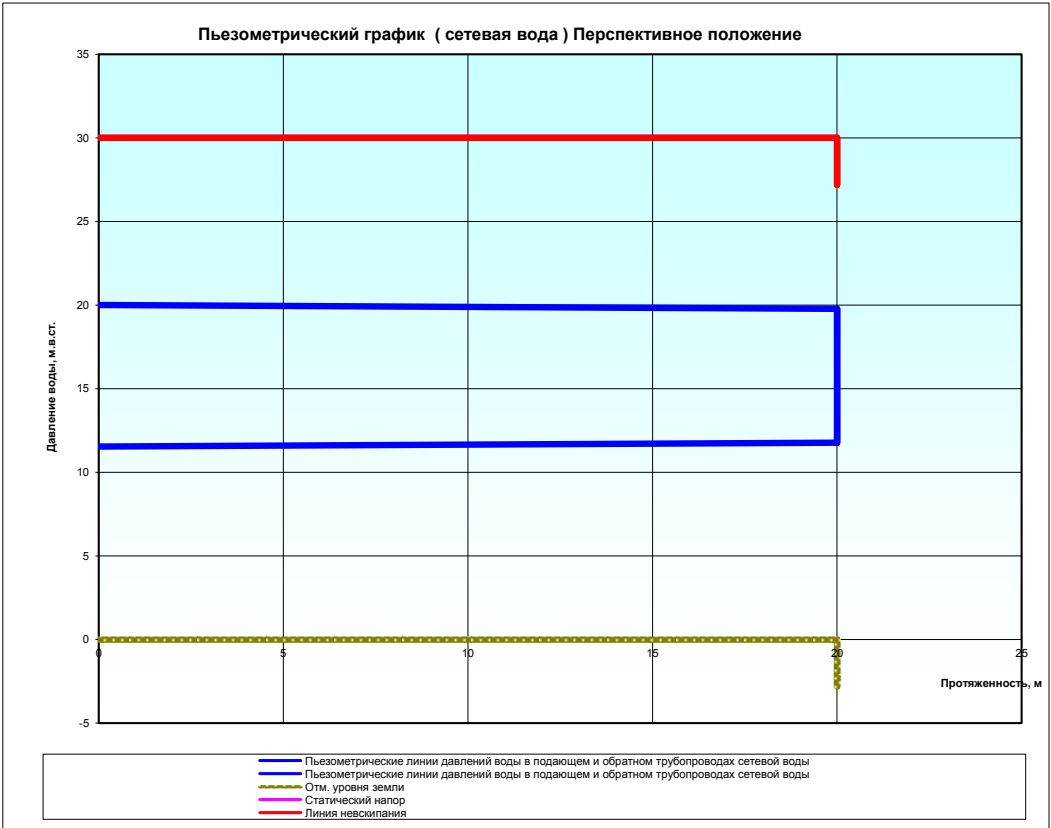
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	



Котельная 4 (МОУ СОШ 10 (№ 30) Новоберезанское СП х Анапский ул Партизанская 65)







Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата



Котельная 4 (МОУ СОШ 10 (№ 30) Новоберезанское СП х Анапский ул Партизанская 65)

Таблица результатов гидравлического расчета ( сетевая вода, закрытая система )

№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	P1, м.в.ст.	P2, м.в.ст.	Rл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная ( или дросселирование )					
	0,159	70		40	31,532	6,43	.	.	.	.	.	.
1	0,159	70	20	39,766	31,766	6,43	.	.	.	.	.	.
2		100	20	39,766	31,766		.	.	.	.	.	.
2,01							.	.	.	.	.	.
3		100	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.
3,01							.	.	.	.	.	.
4		100	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.
4,01							.	.	.	.	.	.
5		100	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.
5,01							.	.	.	.	.	.
6		100	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.
6,01							.	.	.	.	.	.
7		100	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.
7,01							.	.	.	.	.	.
8		100	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.
8,01							.	.	.	.	.	.
9		70	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.
9,01							.	.	.	.	.	.
10		50	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.
11		50	20	39,766	39,766	.	.	.	.	.	.	.
12		100	20	39,766	39,766	.	.	.	.	.	.	.
12,01							.	.	.	.	.	.
13		100	20	39,766	39,766	.	.	.	.	.	.	.
13,01							.	.	.	.	.	.
14		80	20	39,766	39,766	.	.	.	.	.	.	.
14,01							.	.	.	.	.	.
15		65	20	39,766	39,766	.	.	.	.	.	.	.
15,01							.	.	.	.	.	.
16		65	20	39,766	39,766	.	.	.	.	.	.	.
16,01							.	.	.	.	.	.
17		65	20	39,766	39,766	.	.	.	.	.	.	.
17,01							.	.	.	.	.	.
18		65	20	39,766	39,766	.	.	.	.	.	.	.
18,01							.	.	.	.	.	.
19		65	20	39,766	39,766	.	.	.	.	.	.	.
19,01							.	.	.	.	.	.
20		65	20	39,766	39,766	.	.	.	.	.	.	.
21		65	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.
22		65	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.
22,01							.	.	.	.	.	.
23		65	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.
23,01							.	.	.	.	.	.
24		65	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.
24,01							.	.	.	.	.	.
25		65	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.
25,01							.	.	.	.	.	.
26		65	20	39,766	31,766	.	.	.	.	.	.	.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

МК № 42

Лист

46



Таблица результатов гидравлического расчета ( централизованная система ГВС )												
№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	PЗ, м.в.ст.	Рл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная ( или дросселирование )						
		50		40		.		.	.	.	.	.
1		50		40		.		.	.	.	.	.
2		100		40	.	.		.	.	.	.	.
2,01				40		.		.	.	.	.	.
3		100		40	.	.		.	.	.	.	.
3,01				40		.		.	.	.	.	.
4		65		40	.	.		.	.	.	.	.
4,01				40		.		.	.	.	.	.
5		65		40	.	.		.	.	.	.	.
5,01				40		.		.	.	.	.	.
6		65		40	.	.		.	.	.	.	.
6,01				40		.		.	.	.	.	.
7		50		40	.	.		.	.	.	.	.
7,01				40		.		.	.	.	.	.
8		50		40	.	.		.	.	.	.	.
8,01				40		.		.	.	.	.	.
9		40		40	.	.		.	.	.	.	.
9,01				40		.		.	.	.	.	.
10		40		40	.	.		.	.	.	.	.
11		50		40	.	.		.	.	.	.	.
12		50		40	.	.		.	.	.	.	.
12,01				40		.		.	.	.	.	.
13		50		40	.	.		.	.	.	.	.
13,01				40		.		.	.	.	.	.
14		50		40	.	.		.	.	.	.	.
14,01				40		.		.	.	.	.	.
15		50		40	.	.		.	.	.	.	.
15,01				40		.		.	.	.	.	.
16		50		40	.	.		.	.	.	.	.
16,01				40		.		.	.	.	.	.
17		50		40	.	.		.	.	.	.	.
17,01				40		.		.	.	.	.	.
18		50		40	.	.		.	.	.	.	.
18,01				40		.		.	.	.	.	.
19		50		40	.	.		.	.	.	.	.
19,01				40		.		.	.	.	.	.
20		50		40	.	.		.	.	.	.	.
21		50		40	.	.		.	.	.	.	.
22		50		40	.	.		.	.	.	.	.
22,01				40		.		.	.	.	.	.
23		50		40	.	.		.	.	.	.	.
23,01				40		.		.	.	.	.	.
24		50		40	.	.		.	.	.	.	.
24,01				40		.		.	.	.	.	.
25		50		40	.	.		.	.	.	.	.
25,01				40		.		.	.	.	.	.
26		50		40	.	.		.	.	.	.	.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



Котельная 4 (МОУ СОШ 10 (№ 30) Новоберезанское СП х Анапский ул Партизанская 65) (Перспективное положение)

Таблица результатов гидравлического расчета ( сетевая вода, закрытая система )

№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	P1, м.в.ст.	P2, м.в.ст.	Rл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная ( или дросселирование )					
	0,159	70		20	11,532	6,43	.	.	.	.	.	.
1	0,159	70	20	19,766	11,766	6,43	.	.	.	.	.	.
2		100	20	19,766	11,766		.	.	.	.	.	.
2,01							.	.	.	.	.	.
3		100	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.
3,01							.	.	.	.	.	.
4		100	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.
4,01							.	.	.	.	.	.
5		100	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.
5,01							.	.	.	.	.	.
6		100	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.
6,01							.	.	.	.	.	.
7		100	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.
7,01							.	.	.	.	.	.
8		100	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.
8,01							.	.	.	.	.	.
9		70	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.
9,01							.	.	.	.	.	.
10		50	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.
11		50	20	19,766	19,766	.	.	.	.	.	.	.
12		100	20	19,766	19,766	.	.	.	.	.	.	.
12,01							.	.	.	.	.	.
13		100	20	19,766	19,766	.	.	.	.	.	.	.
13,01							.	.	.	.	.	.
14		80	20	19,766	19,766	.	.	.	.	.	.	.
14,01							.	.	.	.	.	.
15		65	20	19,766	19,766	.	.	.	.	.	.	.
15,01							.	.	.	.	.	.
16		65	20	19,766	19,766	.	.	.	.	.	.	.
16,01							.	.	.	.	.	.
17		65	20	19,766	19,766	.	.	.	.	.	.	.
17,01							.	.	.	.	.	.
18		65	20	19,766	19,766	.	.	.	.	.	.	.
18,01							.	.	.	.	.	.
19		65	20	19,766	19,766	.	.	.	.	.	.	.
19,01							.	.	.	.	.	.
20		65	20	19,766	19,766	.	.	.	.	.	.	.
21		65	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.
22		65	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.
22,01							.	.	.	.	.	.
23		65	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.
23,01							.	.	.	.	.	.
24		65	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.
24,01							.	.	.	.	.	.
25		65	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.
25,01							.	.	.	.	.	.
26		65	20	19,766	11,766	.	.	.	.	.	.	.

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	



Приложение 4. (к пункту 1-9-а)

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

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.							Лист
											49
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 42					



**Исходные данные. Существующее положение.**

Топливо - газ

[illegible]



Топливо - газ

[illegible]



Основные технико-экономические показатели.

	До реконструкции		После реконструкции
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч ( с учетом собств. нужд котельной )	7,16		3,03
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	7,22		3,10
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	5,33		5,33
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал/год	5,21		5,21
Годовое число часов использования установ. мощности, час	737,19		1720,10
Годовой расход натурального топлива, тонн , тыс.нм3	844,77	тыс.м3	756,45
Годовой расход условного топлива, тут/год	965,45		864,52
Коэффициент полезного действия котлов	0,79		0,88
Установленная мощность токоприемников, КВт	65,93		23,00
Годовой расход эл. энергии, тыс. КВтч	116,40		96,20
Годовой расход воды, тыс. м3	2,81		2,81
Численность персонала, чел	3		3
Удельная численность персонала, чел / Гкал/ч	0,42		0,99
Удельный расход условного топлива, кгут/Гкал	181,29		162,34
Режим работы котельной, дней в году	174		174
Общая сметная стоимость строительства, тыс. руб			37647,14

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



Результаты расчета выбросов вредных веществ.

Показатели	До реконструкции	После реконструкции	
Выброс оксидов азота, г/с ( т/год )	1,8260323	0,2211612	1,3695116
Выброс оксида углерода, г/с ( т/год )	0,7074111	0,1022960	0,6334545
Выброс сернистого ангидрида, г/с ( т/год )	0,0222344	0,0032152	0,0199099
Выброс золы, сажи, г/с ( т/год )			
Выброс бенз(а)пирена, г/с ( т/год )	0,0000007	0,0000001	0,0000006
Выброс пентаоксида ванадия, г/с ( т/год )			
Максимальная приземная концентрация NO2, мг/м3	0,0084474		0,0064545
Максимальная приземная концентрация CO, мг/м3	0,0038043		0,0034706
Максимальная приземная концентрация SO2, мг/м3	0,0001196		0,0001091
Максимальная приземная концентрация золы, мг/м3			
Максимальная приземная концентрация сажи, мг/м3			
Максимальная приземная концентрация V2O5, мг/м3			
Макс.приземная концентрация бенз(а)пирена, мг/м3	0,0000000		0,0000000
Макс. безразмерная приземная концентрация SO2+NO2	0,0996203		0,0761539
Параметры газовоздушной смеси на выходе из дымовых труб :			
при t нар.возд. = -1 оС и скорости ветра			
Температура дымовых газов , оС	130,77	150,37	
Объем дымовых газов , м3/с	5,40	2,18	
Скорость дымовых газов , м/с	27,51	11,08	
Теплопроизводительность котельной, Гкал/ч		7,224	3,096
Теплопроизводительность 1 котла, Гкал/ч	3,612	1,548	
Материал дымовой трубы		металл	металл
Диаметр дымовой трубы , м		0,6	0,5
Высота дымовой трубы , м		32	32
Длина теплоизолированного участка д. трубы , м			
.		.	.
.			.
.			.
.			3
Опасная скорость ветра, м/с		1,83	1,42
Расстояние, на котором достигается Cтах, м		403,90	269,98

Расчет выбросов загрязняющих веществ выполнен согласно Методике определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 т пара в час или менее 20 Гкал/час. ( Госком. РФ по охране окружающей среды, М.,1999).

Расчет максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ выполнен в соответствии с Методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. ( Л.: Гидрометеиздат, 1987 ).

В таблице 2 приведены расчетные значения максимальных приземных концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы, создаваемые собственными выбросами котельной, без учета фоновго загрязнения атмосферы. Максимальная безразмерная концентрация группы веществ NO2 + SO2 на уровне 1 этажа жилой застройки без учета фоновго загрязнения составит 0,076036 ПДК при опасной скорости ветра м/с на расстоянии 269,98 м от трубы и 0,01346389 ПДК при опасной скорости ветра 3,46 : на расстоянии 163,64 метров от дымовой трубы. Значение максимальной безразмерной концентрации группы суммации NO2 +SO2 приведено к ПДК м.р. для жилой застройки.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 42		Лист
								53
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			



Котельная 2 (ДК (№ 41) Новоберезанское СП п Комсомольский ул Центральная 13)

Исходные данные. Существующее положение.

Топливо - газ

Q ов =	0,51	Гкал/ч
Q гвс =		Гкал/ч
Q котельной =	0,86	Гкал/ч
Qсумм. =	0,86	Гкал/ч
Qн.р. =	8000	ккал/м3
Нагрузка	1	Gnom
Т н.р. =	-21	оС
Скорость ветра	3	м/с
Т нар. воздуха :	-1	оС
Тн.р. =	-21	оС
Тср.о. =	1,6	оС
п от. =	174	сут
п гвс. =	24	сут

Труба № 1

Труба № 2

Q котла =	0,52	Гкал/ч	--	.
Кол-во котлов	2	шт	--	.
Материал трубы	металл		--	
Диаметр д. трубы =	0,4	м	.	.
Диаметр устья трубы	0,5	м	.	.
Высота д. трубы =	32	м	.	.
Н изолиров. трубы =		м	.	.
К.п.д. котла =	0,81		.	.
Тип горелки	1	с дут. вент.	.	.
to воздуха =	20	оС		
.		Разреж. в топке		мм.в.ст.
Степень рециркуляции -		%	.	.
Т ух. газов за котлом :	180	оС	.	.
Доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела ( в процентах от общего кол-ва организованного воздуха ) -		%	.	.
Содержание серы Sг =		%	.	.
Содержание H2S =	0,002	%	.	.
Зольность		%	.	.
Плотность газа	0,7	кг/м3	.	.
Концентрация кислорода в дым. газах		8 %	.	.
Характеристика гранулометрического состава угля ( остаток на сите с ячейками 6 мм		%	.	.
Зеркало горения F =	4	м2	.	.
Теплонапряжение топки	900	КВт/м3	.	.
Хим. недожог	0,05	%	.	.
Мех. недожог		%	.	.
а топка =	1,1		.	.
а присос =			.	.
Тип котлов	- водогрейный		.	.
Нагрузка котлов	100	%	.	.
Процент подавления выхода Nox		%	.	.
К-т рельефа местности K =	1		.	.
Выбросы вредных веществ, г/с	Nox	SO2	CO	бенз(а)пирен
д. труба № 1	0,056163	0,00096672	0,03075731	0,000000029
д. труба № 2				
Выбросы вредных веществ, т/год	Nox	SO2	CO	бенз(а)пирен
д. труба № 1	0,213245	0,00367052	0,11678155	0,000000108
д. труба № 2				

КОП = 8,80776589 0,053855 0,07341033 0,022918827 8,9579503  
Категория опасности котельной, как предприятия -- четвертая

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 42
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	



Котельная 3 (ДООУ (№ 42) Новоберезанское СП п Комсомольский ул Светлая 9)

Исходные данные. Существующее положение.

Топливо - газ

Q ов =	0,60	Гкал/ч
Q гвс =		Гкал/ч
Q котельной =	0,86	Гкал/ч
Qсумм. =	0,86	Гкал/ч
Qн.р. =	8000	ккал/м3
Нагрузка	1	Gnom
T н.р. =	-21	оС
Скорость ветра	3	м/с
T нар. воздуха :	-1	оС
Tн.р. =	-21	оС
Tср.о. =	1,6	оС
n от. =	174	сут
n гвс. =	24	сут

Труба № 1

Труба № 2

Q котла =	0,43	Гкал/ч	--	.
Кол-во котлов	2	шт	--	.
Материал трубы	металл		--	.
Диаметр д. трубы =	0,4	м	.	.
Диаметр устья трубы	0,5	м	.	.
Высота д. трубы =	32	м	.	.
Н изолиров. трубы =		м	.	.
К.п.д. котла =	0,79		.	.
Тип горелки	1	с дут. вент.	.	.
to воздуха =	20	оС	.	.
.		Разреж. в топке		мм.в.ст.
Степень рециркуляции -		%	.	.
T ух. газов за котлом :	180	оС	.	.
Доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела ( в процентах от общего кол-ва организованного воздуха ) -		%	.	.
Содержание серы Sг =		%	.	.
Содержание H2S =	0,002	%	.	.
Зольность		%	.	.
Плотность газа	0,7	кг/м3	.	.
Концентрация кислорода в дым. газах		8 %	.	.
Характеристика гранулометрического состава угля ( остаток на сите с ячейками 6 мм		%	.	.
Зеркало горения F =	4	м2	.	.
Теплонапряжение топки	900	КВт/м3	.	.
Хим. недожог	0,05	%	.	.
Мех. недожог		%	.	.
а топка =	1,1		.	.
а присос =			.	.
Тип котлов	- водогрейный		.	.
Нагрузка котлов	100	%	.	.
Процент подавления выхода Nox		%	.	.
К-т рельефа местности K =	1		.	.
Выбросы вредных веществ, г/с	NOx	SO2	CO	бенз(а)пирен
д. труба № 1	0,056676	0,00099739	0,03173311	0,000000029
д. труба № 2				
Выбросы вредных веществ, т/год	NOx	SO2	CO	бенз(а)пирен
д. труба № 1	0,254823	0,00448437	0,14267517	0,000000133
д. труба № 2				

КОП = 11,102782 0,064492 0,08968737 0,03221428 11,289175  
Категория опасности котельной, как предприятия -- четвертая

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	



Исходные данные. Перспективное положение.

Топливо - газ

Q ов =	1,05	Гкал/ч
Q гвс =		Гкал/ч
Q котельной =	1,20	Гкал/ч
Qсумм. =	1,20	Гкал/ч
Qн.р. =	8000	ккал/м3
Нагрузка	1	Gnom
Т н.р. =	-21	оС
Скорость ветра	3	м/с
Т нар. воздуха :	-1	оС
Тн.р. =	-21	оС
Тср.о. =	1,6	оС
n от. =	174	сут
n гвс. =	24	сут

Труба № 1

Труба № 2

Q котла =	0,602 Гкал/ч	--	.
Кол-во котлов	2 шт	.	.
Материал трубы	металл	.	.
Диаметр д. трубы =	0,5 м	.	.
Диаметр устья трубы	0,5 м	.	.
Высота д. трубы =	32 м	.	.
Н изолиров. трубы =	м	.	.
К.п.д. котла =	0,88	.	.
Тип горелки	1 с дут. вент.	.	.

to воздуха =	20 оС	.	.
Разреж. в топке	мм.в.ст.	.	.
Степень рециркуляции -	%	.	.
Т ух. газов за котлом :	180 С	.	.

Доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела ( в процентах от общего кол-ва организованного воздуха ) -	%	.	.
--	---	---	---

Содержание серы Sr =	%	.	.
Содержание H2S =	0,002 %	.	.
Зольность	%	.	.
Плотность газа	0,7 кг/м3	.	.

.	.	.	.
состава угля ( остаток	%	.	.
.	.	.	.

Теплонапряжение топки	900 КВт/м3	.	.
Хим. недожог	0,05 %	.	.
Мех. недожог	%	.	.
а топка =	1,1	.	.

а присос =	.	.	.
Тип котлов	- водогрейный	.	.
Нагрузка котлов	100 %	.	.
Процент подавления выхода Nox	%	.	.

К-т рельефа местности K =	1	.	.
Выбросы вредных веществ, г/с	Nox	SO2	CO
д. труба № 1	0,074105	0,00125037	0,03978179
д. труба № 2			
Выбросы вредных веществ, т/год	NOx	SO2	CO
д. труба № 1	0,416679	0,00703057	0,22368529
д. труба № 2			

бенз(а)пирен мин. часть сажа V2O5  
0,000000037

бенз(а)пирен мин. часть сажа V2O5  
0,000000208

КОП =	21,0408776	0,096664	0,14061134	0,069189437	21,347342
Категория опасности котельной, как предприятия --					четвертая

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	



Основные технико-экономические показатели.

	До реконструкции	После реконструкции
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч ( с учетом собств. нужд котельной )	0,85	1,18
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	0,86	1,20
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	1,07	1,88
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал/год	1,05	1,84
Годовое число часов использования установ. мощности, час	1248,92	1561,89
Годовой расход натурального топлива, тонн , тыс.нм3	170,38	267,12
Годовой расход условного топлива, тут/год	194,72	305,28
Коэффициент полезного действия котлов	0,79	0,88
Установленная мощность токоприемников, КВт	6,14	7,00
Годовой расход эл. энергии, тыс. КВтч	19,27	27,88
Годовой расход воды, тыс. м3	0,73	1,18
Численность персонала, чел	1	3
Удельная численность персонала, чел / Гкал/ч	1,18	2,54
Удельный расход условного топлива, кгут/Гкал	181,29	162,34
Режим работы котельной, дней в году	174	174
Общая сметная стоимость строительства, тыс. руб		32497,50

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									57
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 42



Результаты расчета выбросов вредных веществ.

Показатели	До реконструкции	После реконструкции	
Выброс оксидов азота, г/с ( т/год )	0,2548228	0,0741051	0,4166788
Выброс оксида углерода, г/с ( т/год )	0,1426752	0,0397818	0,2236853
Выброс сернистого ангидрида, г/с ( т/год )	0,0044844	0,0012504	0,0070306
Выброс золы, сажи, г/с ( т/год )			
Выброс бенз(а)пирена, г/с ( т/год )	0,0000001	0,0000000	0,0000002
Выброс пентаоксида ванадия, г/с ( т/год )			
Максимальная приземная концентрация NO2, мг/м3	0,0020505		0,0041925
Максимальная приземная концентрация CO, мг/м3	0,0013347		0,0026164
Максимальная приземная концентрация SO2, мг/м3	0,0000419		0,0000822
Максимальная приземная концентрация золы, мг/м3			
Максимальная приземная концентрация сажи, мг/м3			
Максимальная приземная концентрация V2O5, мг/м3			
Макс.приземная концентрация бенз(а)пирена, мг/м3	0,0000000		0,0000000
Макс. безразмерная приземная концентрация SO2+NO2	0,0242080		0,0494881
Параметры газовоздушной смеси на выходе из дымовых труб :			
при t нар.возд. = -1 оС и скорости ветра			
Температура дымовых газов , оС	150,25	155,28	
Объем дымовых газов , м3/с	0,68	0,85	
Скорость дымовых газов , м/с	3,45	4,35	
Теплопроизводительность котельной, Гкал/ч		0,86	1,204
Теплопроизводительность 1 котла, Гкал/ч	0,43	0,602	
Материал дымовой трубы		металл	металл
Диаметр дымовой трубы , м		0,4	0,5
Высота дымовой трубы , м		32	32
Длина теплоизолированного участка д. трубы , м			
.		.	.
.			.
.			.
.			3
Опасная скорость ветра, м/с		0,96	1,05
Расстояние, на котором достигается Cтах, м		166,10	183,86

Расчет выбросов загрязняющих веществ выполнен согласно Методике определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 т пара в час или менее 20 Гкал/час. ( Госком. РФ по охране окружающей среды, М.,1999).

Расчет максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ выполнен в соответствии с Методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. ( Л.: Гидрометеиздат, 1987 ).

В таблице 2 приведены расчетные значения максимальных приземных концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы, создаваемые собственными выбросами котельной, без учета фоновго загрязнения атмосферы. Максимальная безразмерная концентрация группы веществ NO2 + SO2 на уровне 1 этажа жилой застройки без учета фоновго загрязнения составит 0,044894 ПДК при опасной скорости ветра м/с на расстоянии 183,86 м от трубы и 0,01039925 ПДК при опасной скорости ветра 3,46 : на расстоянии 163,64 метров от дымовой трубы. Значение максимальной безразмерной концентрации группы суммации NO2 +SO2 приведено к ПДК м.р. для жилой застройки.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 42	Лист
							58
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		



Котельная 4 (МОУ СОШ 10 (№ 30) Новоберезанское СП х Анапский ул Партизанская 65)

Исходные данные. Существующее положение.

Топливо - кам. уголь

Q ов =	0,16	Гкал/ч
Q гвс =		Гкал/ч
Q котельной =	0,86	Гкал/ч
Qсумм. =	0,86	Гкал/ч
Qн.р. =	6500	ккал/м3
Нагрузка	1	Gnom
T н.р. =	-21	оС
Скорость ветра	3	м/с
T нар. воздуха :	-1	оС
Tн.р. =	-21	оС
Tср.о. =	1,6	оС
n от. =	174	сут
n гвс. =	24	сут

Труба № 1

Труба № 2

Q котла =	0,43 Гкал/ч	--	.
Кол-во котлов	2 шт	--	.
Материал трубы	металл	--	.
Диаметр д. трубы =	0,4 м	.	.
Диаметр устья трубы	0,5 м	.	.
Высота д. трубы =	32 м	.	.
Н изолиров. трубы =	м	.	.
К.п.д. котла =	0,70	.	.
Тип горелки	1 с дут. вент.	.	.
to воздуха =	20 оС	.	.

.	Разреж. в топке	мм.в.ст.
Степень рециркуляции -	%	.
Т ух. газов за котлом :	180 оС	.

Доля воздуха, подаваемого в промежуточную  
зону факела ( в процентах от общего  
кол-ва организованного воздуха ) -

	%	.	.
Содержание серы Sг =	%	.	.
Содержание H2S =	%	.	.
Зольность	15 %	.	.
Плотность топлива	0,7 т/м3	.	.
Концентрация кислорода в дым. газах	8 %	.	.
Характеристика гранулометрического состава угля ( остаток на сите с ячейками 6 мм	7 %	.	.

Зеркало горения F =	4 м2	.	.
Теплонапряжение топки	900 кВт/м3	.	.
Хим. недожог	0,05 %	.	.
Мех. недожог	0,5 %	.	.
а топка =	1,1	.	.
а присос =		.	.

Тип котлов	- водогрейный	.	.
Нагрузка котлов	100 %	.	.
Процент подавления выхода Nox	%	.	.

К-т рельефа местности К =	1						
Выбросы вредных веществ, г/с	NOx	SO2	CO	бенз(а)пирен	мин. часть	сажа	V2O5
д. труба № 1	0,194917	1,89010989	0,07108762	0,000002456			
д. труба № 2							
Выбросы вредных веществ, т/год	NOx	SO2	CO	бенз(а)пирен	мин. часть	сажа	V2O5
д. труба № 1	0,233014	2,25953295	0,08498173	0,000002936	0,0185622	8,943984592	0,009992633
д. труба № 2							

КОП = 9,88366671 0,040456 45,190659 59,750312 6,239409347 121,1045  
Категория опасности котельной, как предприятия -- четвертая

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	



Топливо - газ

Q ов =	0,16	Гкал/ч
Q гвс =		Гкал/ч
Q котельной =	0,17	Гкал/ч
Qсумм. =	0,17	Гкал/ч
Qн.р. =	8000	ккал/м3
Нагрузка	1	Gnom
T н.р. =	-21	оС
Скорость ветра	3	м/с
T нар. воздуха :	-1	оС
Tн.р. =	-21	оС
Tср.о. =	1,6	оС
n от. =	174	сут
n гвс. =	24	сут
Труба № 1		
Труба № 2		
Q котла =	0,086 Гкал/ч	--
Кол-во котлов	2 шт	.
Материал трубы	металл	.
Диаметр д. трубы =	0,25 м	.
Диаметр устья трубы	0,5 м	.
Высота д. трубы =	32 м	.
H изолиров. трубы =	м	.
K.п.д. котла =	0,88	.
Тип горелки	1 с дут. вент.	.
tо воздуха =	20 оС	.
Разреж. в топке	мм.в.ст.	.
Степень рециркуляции -	%	.
T ух. газов за котлом :	180 С	.
Доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела ( в процентах от общего кол-ва организованного воздуха ) -	%	.
Содержание серы Sr =	%	.
Содержание H2S =	0,002 %	.
Зольность	%	.
Плотность газа	0,7 кг/м3	.
. .	.	.
состава угля ( остаток	%	.
. .	.	.
Теплонапряжение топки	900 кВт/м3	.
Хим. недожог	0,05 %	.
Мех. недожог	%	.
a топка =	1,1	.
a присос =		.
Тип котлов	- водогрейный	.
Нагрузка котлов	100 %	.
Процент подавления выхода Nox	%	.
K-т рельефа местности K =	1	.
Выбросы вредных веществ, г/с	Nox SO2 CO бенз(а)пирен мин. часть сажа V2O5	
д. труба № 1	0,008834 0,00017862 0,00568311 0,000000005	
д. труба № 2		
Выбросы вредных веществ, т/год	NOx SO2 CO бенз(а)пирен мин. часть сажа V2O5	
д. труба № 1	0,052804 0,00106768 0,0339694 0,000000032	
д. труба № 2		
КОП =	1,43478638 0,017724 0,02135358 0,002808701 1,476673	
Категория опасности котельной, как предприятия --	четвертая	



До реконструкции                      После реконструкции

До реконструкции                      После реконструкции



Результаты расчета выбросов вредных веществ.

Показатели	До реконструкции	После реконструкции	
Выброс оксидов азота, г/с ( т/год )	0,2330138	0,0088341	0,0528038
Выброс оксида углерода, г/с ( т/год )	0,0849817	0,0056831	0,0339694
Выброс сернистого ангидрида, г/с ( т/год )	2,2595329	0,0001786	0,0010677
Выброс золы, сажи, г/с ( т/год )	8,9625468		
Выброс бенз(а)пирена, г/с ( т/год )	0,0000029	0,0000000	0,0000000
Выброс пентаоксида ванадия, г/с ( т/год )	0,0099926		
Максимальная приземная концентрация NO2, мг/м3	0,0066716		0,0010624
Максимальная приземная концентрация CO, мг/м3	0,0027479		0,0007945
Максимальная приземная концентрация SO2, мг/м3	0,0730632		0,0000250
Максимальная приземная концентрация золы, мг/м3	0,0084508		
Максимальная приземная концентрация сажи, мг/м3	0,2892084		
Максимальная приземная концентрация V2O5, мг/м3	0,0003231		
Макс.приземная концентрация бенз(а)пирена, мг/м3		0,0000001	0,0000000
Макс. безразмерная приземная концентрация SO2+NO2		0,2246154	0,0125483
Параметры газовоздушной смеси на выходе из дымовых труб :			
при t нар.возд. = -1 оС и скорости ветра			
Температура дымовых газов , оС	148,04	166,24	
Объем дымовых газов , м3/с	0,85	0,13	
Скорость дымовых газов , м/с	4,33	0,64	
Теплопроизводительность котельной, Гкал/ч		0,86	0,172
Теплопроизводительность 1 котла, Гкал/ч	0,43	0,086	
Материал дымовой трубы		металл	металл
Диаметр дымовой трубы , м		0,4	0,25
Высота дымовой трубы , м		32	32
Длина теплоизолированного участка д. трубы , м			
.		.	.
.			.
.			.
.			3
Опасная скорость ветра, м/с		1,03	0,57
Расстояние, на котором достигается Cтах, м		180,90	92,14

Расчет выбросов загрязняющих веществ выполнен согласно Методике определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 т пара в час или менее 20 Гкал/час. ( Госком. РФ по охране окружающей среды, М.,1999).

Расчет максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ выполнен в соответствии с Методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. ( Л.: Гидрометеиздат, 1987 ).

В таблице 2 приведены расчетные значения максимальных приземных концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы, создаваемые собственными выбросами котельной, без учета фоновго загрязнения атмосферы. Максимальная безразмерная концентрация группы веществ NO2 + SO2 на уровне 1 этажа жилой застройки без учета фоновго загрязнения составит 0,007146 ПДК при опасной скорости ветра м/с на расстоянии 92,14 м от трубы и 0,0004667 ПДК при опасной скорости ветра 3,46 : на расстоянии 163,64 метров от дымовой трубы. Значение максимальной безразмерной концентрации группы суммации NO2 +SO2 приведено к ПДК м.р. для жилой застройки.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	



Приложение 5. (к пункту 1-2-а)

Структура основного оборудования

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 42	63



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 1 (№ 40 Новоберезанское СП п Новоберезанский ул Мира 2) (существующее положение)

В существующей котельной установлены два водогрейных котла КВГ 4/150 теплопроизводительностью по 4,2 МВт каждый с параметрами воды на выходе из котлов 95 70 °С

Существующая котельная с 2 - мя водогрейными котлами предназначена для теплоснабжения систем отопления зданий жилого, общественного и производственного назначения.

Принятые виды теплоносителей:  
\_ горячая вода с параметрами 95 70 °С для теплоснабжения системы отопления ( ОВ );

Расчетные давления теплоносителей на выходе из котельной :  
\_ в подающем трубопроводе сетевой воды - 6 кгс/см2 ;  
\_ в обратном трубопроводе сетевой воды - 2 кгс/см2 ;

Система теплоснабжения - 2-трубная, закрытая, зависимая.

Режим потребления тепловой энергии :  
На нужды отопления - круглосуточно в отопительный период.

В соответствии со СНиП-П-35-76, СНиП 41-02-2003 потребители тепла по надежности теплоснабжения относятся ко второй категории, котельная по надежности отпуска тепла потребителям также относится ко второй категории.

Топливом для 1 природный с годовым лимитом потребления 0,97 тыс. туг. согласно топливному режиму от

Расчетно-климатические условия размещения котельной :  
Средняя температура наиболее холодной пятидневки - минус 21 °С  
Расчетная сейсмичность площадки - 8 баллов  
Средняя температура отопительного периода - плюс 1,6 °С  
Продолжительность отопительного периода - 174 суток.

На площадке расположения котельной размещаются : существующее здание кирпичной котельной размерами 37 12 4 метров ; дымовая труба диаметром 600 мм, высотой 32 метра ; дренажный колодец.

Отвод дымовых газов от котлов осуществляется за счет искусственной тяги.

Территория площадки обустроена существующими наружными сетями : ЛЭП-0,4 кВ, канализации, связи, водопровода, тепловыми сетями. Подъезды для автомобильного транспорта, подходы для людей с твердым покрытием находятся в удовлетворительном состоянии. Отвод поверхностных вод решается открытой системой с дальнейшим выпуском вод на рельеф. Рельеф местности - сложившийся. Здание котельной - кирпичное, 1974 года постройки, находится в удовлетворительном состоянии. Котлы введены в эксплуатацию в 1988 году. Штатная численность обслуживающего персонала котельной составляет три человека.



Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Выводы по результатам оценки технико-экономических показателей работы котельной и тепловых сетей :

Котлы находятся в эксплуатации с 1988 года. Износ котлов составляет 36,00 %.

Топливом для котельной служит природный газ

Резервный вид топлива не предусмотрен.

К.п.д. работы котлов составляет 78,80 % , что соответствует или близко нормативному

показателю для данного типа котлов.

Годовой расход натурального топлива ( расчетный ) 844,77 тыс.м3

Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет 181,29 кгут/Гкал ,

что соответствует нормативному показателю 181,29 кгут/Гкал.

Топливная составляющая в калькуляции ценообразования тепловой энергии составляет 686,39 руб/Гкал или 20,28 % ;

Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет 75,37 кВт/Гкал.

В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют 324,85 руб/Гкал или 9,60 %.

Определение причин завышенного удельного расхода электроэнергии возможно на основе анализа детальных гидравлических расчетов теплосети, построения пьезометрических графиков, гидравлической увязки отдельных ветвей теплосети, возможности замены сущ. электросилового оборудования на современное, энергоэффективное и т.д.

Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет 2,80 тыс.м3,

\_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной - тыс. м3 ;

\_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы - 2,34 тыс. м3;

\_ в том числе на собственные нужды ХВО - 0,19 тыс.м3.

Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет 0,53 м3/Гкал.

То же, без учета расхода воды на нужды ГВС 0,53 м3/Гкал.

В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют 0,62 %

или 20,88 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых

и производственных стоков от котельной 0,47 тыс.м3/год.

Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют 26,91 % от

объема отпускаемой теплоэнергии ( с.н. котельной = 2,28 % ) или 1401,02 Гкал/год.

При этом при годовой выработке тепла 5325,44 Гкал в тепловую сеть ( за вычетом

собственных нужд котельной ) отпускается 5206,72 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через

теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек

3805,70 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют

26,31 % относительно объема вырабатываемой энергии или 34,45 % в расчетном тарифе

на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют от

расчетной тепловой нагрузки систем отопления или 15,81 Гкал/год.

Значительные потери тепла через теплоизоляционную конструкцию теплосетей свыше 10 % обусловлены большой протяженностью тепловых сетей и неудовлетворительным состоянием теплоизоляционной конструкции теплосети.

Содержание, обслуживание, ремонт - 5,66 % в калькуляции ценообразования

1 Гкал тепловой энергии.

Фонд оплаты труда + отчисления - 15,23 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой

энергии.

Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 11,02 % в калькуляции

ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Прочие расходы ( в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ ) - 0,02 % в калькуляции

ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Рентабельность - 3,12 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой

энергии.

Технико-экономические показатели работы котельной рассчитаны аналитически с учетом данных, предоставленных обслуживающей организацией, по фактическому потреблению материальных, энергетических, финансовых ресурсов и непроизводительных потерь тепла при транспортировке.

Вышеперечисленные показатели подлежат уточнению и приведению в соответствие данным энергетического паспорта предприятия после проведения его энергетического обследования ( энергоаудита ).



Общие сведения о технических характеристиках котельной к расчётному 2032 году

Изм.

Коп.уч.

Лист

Недок

Подп.

Дата

Интв. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

Согласно теплотехническим, экономическим и экологическим расчетам, выполненным по нескольким возможным вариантам усовершенствования ( модернизации ) существующей схемы теплоснабжения объектов, подключенных ( подключаемых ) к рассматриваемой котельной, определён основной вариант, ( дополнительные расчетные варианты хранятся в архиве разработчика проекта ), по которому :

В действующей котельной установлены

теплопроизводительностью по	1,8 МВт	два	водогрейных котла
с параметрами воды на выходе из		каждый	
		котлов	105
			70 °С

Действующая котельная с 2 - мя водогрейными котлами предназначена для теплоснабжения систем отопления жилого района. зданий жилого, общественного и производственного назначения.

Принятые виды теплоносителей:

горячая вода с параметрами 105 70 °С для тег системы отопления ( ОВ );

Расчетные давления теплоносителей на выходе из котельной :

в подающем трубопроводе сетевой воды -	6 кгс/см2 ;
в обратном трубопроводе сетевой воды -	2 кгс/см2 ;

Система теплоснабжения - 2-трубная, закрытая, зависимая.

Режим потребления тепловой энергии :

На нужды отопления - круглосуточно в отопительный период.

В соответствии со СНиП-П-35-76, СНиП 41-02-2003 потребители тепла по надежности теплоснабжения относятся ко второй категории, котельная по надежности отпуска тепла потребителям также относится ко второй категории.

Топливом для котельной служит природный газ с годовым лимитом потребления 0,864518788 тыс. туг. согласно топливному режиму ..... от .....

Расчетно-климатические условия размещения котельной :

Средняя температура наиболее холодной пятидневки -	минус	21 °С
Расчетная сейсмичность площадки -	8 баллов	
Средняя температура отопительного периода -	плюс	1,6 °С
Продолжительность отопительного периода -	174 суток.	

На площадке расположения рассматриваемой котельной размещаются : существующее здание действующей котельной размерами 37 12 4 метров ; дымовая труба диаметром 500 мм, высотой 32 метра ; дренажный колодец.

Отвод дымовых газов от котлов осуществляется за счет искусственной тяги.

Территория площадки обустроена существующими наружными сетями : ЛЭП-0,4 кВ, канализации, связи, водопровода, тепловыми сетями. Подъезды для автомобильного транспорта, подходы для людей с твердым покрытием находятся в удовлетворительном состоянии. Отвод поверхностных вод решается открытой системой с дальнейшим выпуском вод на рельеф. Рельеф местности - сложившийся.

Основное и вспомогательное оборудование действующей котельной размещается в существующем здании действующей котельной.

Штатная численность обслуживающего персонала котельной составляет три человека.

Лист

МК № 42

66



В существующей котельной установлены	один	водогрейный котел		
КС 1	теплопроизводительностью	0,4 МВт и	один котёл	
мощностью	0,6 МВт	с параметрами воды на выходе из	котлов	95 70 °С
Существующая котельная с	2 - мя	водогрейными котлами		

Принятые виды теплоносителей:

— горячая вода с параметрами 95 70 °С для теплоснабжения системы отопления (ОВ);

— в подающем трубопроводе сетевой воды -	4 кгс/см <sup>2</sup> ;
— в обратном трубопроводе сетевой воды -	2 кгс/см <sup>2</sup> ;

Система теплоснабжения - 2-трубная, закрытая, зависимая.

На нужды отопления - круглосуточно в отопительный период.

В соответствии со СНиП-II-35-76, СНиП 41-02-2003 потребители тепла по надежности теплоснабжения относятся ко второй категории, котельная по надежности отпуска тепла потребителям также относится ко второй категории.

Топливом для ..... природный ..... с годовым лимитом потребления  
0,16 тыс. т.т. согласно топливному режиму ..... от .....

Средняя температура наиболее холодной пятидневки -	минус	21 °С
Расчетная сейсмичность площадки -		8 баллов
Средняя температура отопительного периода -	плюс	1,6 °С
Продолжительность отопительного периода -		174 суток.

кирпичной котельной	размерами	6	12	4 метров ;
дымовая труба диаметром	400 мм,	высотой		32 метра ;
дренажный колодец.		.		

Отвод дымовых газов от котлов осуществляется за счет искусственной тяги.

Территория площадки обустроена существующими наружными сетями : ЛЭП-0,4 кВ, канализации, связи, водопровода, тепловыми сетями. Подъезды для автомобильного транспорта, подходы для людей с твердым покрытием находятся в удовлетворительном состоянии. Отвод поверхностных вод решается открытой системой с дальнейшим выпуском вод на рельеф. Рельеф местности - сложившийся. Здание котельной - кирпичное, 1989 года постройки, находится в удовлетворительном состоянии. Котлы введены в эксплуатацию в 1989 году. Штатная численность обслуживающего персонала котельной составляет один человек.



Выводы по результатам оценки технико-экономических показателей работы котельной и тепловых сетей :

Котлы находятся в эксплуатации с 1989 года. Износ котлов составляет 36,00 %.

Топливом для котельной служит природный газ

Резервный вид топлива не предусмотрен.

К.п.д. работы котлов составляет 81,30 % , что соответствует или близко нормативному

показателю для данного типа котлов.

Годовой расход натурального топлива ( расчетный ) 139,46 тыс.м3

Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет 175,72 кгут/Гкал ,

что соответствует нормативному показателю 175,72 кгут/Гкал.

Топливная составляющая в калькуляции ценообразования тепловой энергии составляет 665,28 руб/Гкал или 20,16 % ;

Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет 103,36 кВт/Гкал.

В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют 445,49 руб/Гкал или 13,50 %.

Определение причин завышенного удельного расхода электроэнергии возможно на основе анализа детальных гидравлических расчетов теплосети, построения пьезометрических графиков, гидравлической увязки отдельных ветвей теплосети, возможности замены сущ. электросилового оборудования на современное, энергоэффективное и т.д.

Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет 0,70 тыс.м3,

\_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной - тыс. м3 ;

\_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы - 0,40 тыс. м3;

\_ в том числе на собственные нужды ХВО - 0,03 тыс.м3.

Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет 0,72 м3/Гкал.

То же, без учета расхода воды на нужды ГВС 0,72 м3/Гкал.

В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют 0,90 %

или 29,59 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых

и производственных стоков от котельной 0,25 тыс.м3/год.

Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют 23,57 % от

объема отпускаемой теплоэнергии ( с.н. котельной = 2,28 % ) или 209,04 Гкал/год.

При этом при годовой выработке тепла 907,03 Гкал в тепловую сеть ( за вычетом

собственных нужд котельной ) отпускается 886,81 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через

теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек

677,77 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют

23,05 % относительно объема вырабатываемой энергии или 29,73 % в расчетном тарифе

на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют от

расчетной тепловой нагрузки систем отопления или 3,14 Гкал/год.

Значительные потери тепла через теплоизоляционную конструкцию теплосетей свыше 10 % обусловлены большой протяженностью тепловых сетей и неудовлетворительным состоянием теплоизоляционной конструкции теплосети.

Содержание, обслуживание, ремонт - 6,68 % в калькуляции ценообразования

1 Гкал тепловой энергии.

Фонд оплаты труда + отчисления - 16,98 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой

энергии.

Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,59 % в калькуляции

ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Прочие расходы ( в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ ) - 0,10 % в калькуляции

ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Рентабельность - 3,34 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой

энергии.

Технико-экономические показатели работы котельной рассчитаны аналитически с учетом данных, предоставленных обслуживающей организацией, по фактическому потреблению материальных, энергетических, финансовых ресурсов и непроизводительных потерь тепла при транспортировке.

Вышеперечисленные показатели подлежат уточнению и приведению в соответствие данным энергетического паспорта предприятия после проведения его энергетического обследования ( энергоаудита ).

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 42	Лист
							68
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		



Котельная 3 (ДОУ (№ 42) Новоберезанское СП п Комсомольский ул Светлая 9) (существующее положение)

В существующей котельной установлены два водогрейных котла  
Универсал теплопроизводительностью по 0,5 МВт каждый  
с параметрами воды на выходе из котлов 95 70 °С

Существующая котельная с 2 -мя водогрейными котлами  
предназначена для теплоснабжения систем отопления  
зданий жилого, общественного и производственного назначения.

Принятые виды теплоносителей:  
горячая вода с параметрами 95 70 °С для теплоснабжения  
системы отопления ( ОВ );

Расчетные давления теплоносителей на выходе из котельной :  
в подающем трубопроводе сетевой воды - 4 кгс/см2 ;  
в обратном трубопроводе сетевой воды - 2 кгс/см2 ;

Система теплоснабжения - 2-трубная, закрытая, зависимая.

Режим потребления тепловой энергии :  
На нужды отопления - круглосуточно в отопительный период.

В соответствии со СНиП-П-35-76, СНиП 41-02-2003 потребители тепла по надежности  
теплоснабжения относятся ко второй категории, котельная по надежности отпуска тепла потребителям  
также относится ко второй категории.

Топливом для природный с годовым лимитом потребления  
0,19 тыс. т.т. согласно топливному режиму от

Расчетно-климатические условия размещения котельной :  
Средняя температура наиболее холодной пятидневки - минус 21 °С  
Расчетная сейсмичность площадки - 8 баллов  
Средняя температура отопительного периода - плюс 1,6 °С  
Продолжительность отопительного периода - 174 суток.

На площадке расположения котельной размещаются : существующее здание  
кирпичной котельной размерами 7 12 4 метров ;  
дымовая труба диаметром 400 мм, высотой 32 метра ;  
дренажный колодец.

Отвод дымовых газов от котлов осуществляется за счет искусственной тяги.

Территория площадки обустроена существующими наружными сетями : ЛЭП-0,4 кВ, канализации,  
связи, водопровода, тепловыми сетями. Подъезды для автомобильного транспорта, подходы для  
людей с твердым покрытием находятся в удовлетворительном состоянии. Отвод поверхностных  
вод решается открытой системой с дальнейшим выпуском вод на рельеф. Рельеф местности -  
сложившийся. Здание котельной - кирпичное, 1989 года постройки,  
находится в удовлетворительном состоянии. Котлы введены в эксплуатацию в 1989 году.  
Штатная численность обслуживающего персонала котельной составляет один человек.

Ив. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	
Изм.	Коп.уч.
Лист	Недок
Подп.	Дата



Выводы по результатам оценки технико-экономических показателей работы котельной и тепловых сетей :

Котлы находятся в эксплуатации с 1989 года. Износ котлов составляет 36,00 %.

Топливом для котельной служит природный газ

Резервный вид топлива не предусмотрен.

К.п.д. работы котлов составляет 78,80 % , что соответствует или близко нормативному показателю для данного типа котлов.

Годовой расход натурального топлива ( расчетный ) 170,38 тыс.м3

Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет 181,29 кгут/Гкал , что соответствует нормативному показателю 181,29 кгут/Гкал.

Топливная составляющая в калькуляции ценообразования тепловой энергии составляет 686,39 руб/Гкал или 13,49 % ;

Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет 87,29 кВт/Гкал.

В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют 376,21 руб/Гкал или 7,39 %.

Определение причин завышенного удельного расхода электроэнергии возможно на основе анализа детальных гидравлических расчетов теплосети, построения пьезометрических графиков, гидравлической увязки отдельных ветвей теплосети, возможности замены сущ. электросилового оборудования на современное, энергоэффективное и т.д.

Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет 0,70 тыс.м3,

\_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной - тыс. м3 ;

\_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы - 0,47 тыс. м3;

\_ в том числе на собственные нужды ХВО - 0,04 тыс.м3.

Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет 0,68 м3/Гкал.

То же, без учета расхода воды на нужды ГВС 0,68 м3/Гкал.

В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют 0,56 %

или 28,29 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых и производственных стоков от котельной 0,26 тыс.м3/год.

Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют 42,22 % от объема отпускаемой теплоэнергии ( с.н. котельной = 2,28 % ) или 443,37 Гкал/год.

При этом при годовой выработке тепла 1074,07 Гкал в тепловую сеть ( за вычетом собственных нужд котельной ) отпускается 1050,12 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек 606,76 Гкал/год.

Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют 41,28 % относительно объема вырабатываемой энергии или 57,08 % в расчетном тарифе на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют от расчетной тепловой нагрузки систем отопления или 4,90 Гкал/год.

Значительные потери тепла через теплоизоляционную конструкцию теплосетей свыше 10 % обусловлены большой протяженностью тепловых сетей.

Содержание, обслуживание, ремонт - 3,66 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Фонд оплаты труда + отчисления - 11,01 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 4,71 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Прочие расходы ( в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ ) - 0,05 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Рентабельность - 2,04 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Технико-экономические показатели работы котельной рассчитаны аналитически с учетом данных, предоставленных обслуживающей организацией, по фактическому потреблению материальных, энергетических, финансовых ресурсов и непроизводительных потерь тепла при транспортировке. Вышеперечисленные показатели подлежат уточнению и приведению в соответствие данным энергетического паспорта предприятия после проведения его энергетического обследования ( энергоаудита ).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 42	Лист
							70
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		



Общие сведения о технических характеристиках котельной к расчётному 2032 году

Согласно теплотехническим, экономическим и экологическим расчетам, выполненным по нескольким возможным вариантам усовершенствования ( модернизации ) существующей схемы теплоснабжения объектов, подключенных ( подключаемых ) к рассматриваемой котельной, определён основной вариант, ( дополнительные расчетные варианты хранятся в архиве разработчика проекта ), по которому :

в реконструируемой котельной устанавливается теплопроизводительностью по 0,7 МВт два водогрейных котла с параметрами воды на выходе из котлов 105 70 °С Реконструируемая котельная с 2 - мя водогрейными котлами предназначена для теплоснабжения систем отопления жилого района. зданий жилого, общественного и производственного назначения.

Принятые виды теплоносителей: горячая вода с параметрами 105 70 °С для тег системы отопления ( ОВ );

Расчетные давления теплоносителей на выходе из котельной : в подающем трубопроводе сетевой воды - 5 кгс/см2 ; в обратном трубопроводе сетевой воды - 2 кгс/см2 ;

Система теплоснабжения - 2-трубная, закрытая, зависимая.

Режим потребления тепловой энергии : На нужды отопления - круглосуточно в отопительный период.

В соответствии со СНиП-П-35-76, СНиП 41-02-2003 потребители тепла по надежности теплоснабжения относятся ко второй категории, котельная по надежности отпуска тепла потребителям также относится ко второй категории.

Топливом для котельной служит природный газ с годовым лимитом потребления 0,305278641 тыс. туг. согласно топливному режиму от

Расчетно-климатические условия размещения котельной : Средняя температура наиболее холодной пятидневки - минус 21 °С Расчетная сейсмичность площадки - 8 баллов Средняя температура отопительного периода - плюс 1,6 °С Продолжительность отопительного периода - 174 суток.

Архитектурно заданием на про: каций. В результате решения генерального плана на площадке размещаются : существующее здание реконструируемой котельной размерами 7 12 4 метров ; дымовая труба диаметром 500 мм, высотой 32 метра ; дренажный колодец.

Отвод дымовых газов от котлов осуществляется за счет искусственной тяги.

Территория площадки обустроена существующими наружными сетями : ЛЭП-0,4 кВ, канализации, связи, водопровода, тепловыми сетями. Подъезды для автомобильного транспорта, подходы для людей с твердым покрытием находятся в удовлетворительном состоянии. Отвод поверхностных вод решается открытой системой с дальнейшим выпуском вод на рельеф. Рельеф местности - сложившийся.

Основное и вспомогательное оборудование реконструируемой котельной размещаются в реконструируемом здании действующей котельной. Штатная численность обслуживающего персонала котельной составляет три человека.

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	



Котельная 4 (МОУ СОШ 10 (№ 30) Новоберезанское СП х Анапский ул Партизанская 65) (существующее положение)

В существующей котельной установлены два водогрейных котла  
Универсал теплопроизводительностью по 0,5 МВт каждый  
с параметрами воды на выходе из котлов 95 70 °С

Существующая котельная с 2 - мя водогрейными котлами  
предназначена для теплоснабжения систем отопления  
зданий жилого, общественного и производственного назначения.

Принятые виды теплоносителей:  
горячая вода с параметрами 95 70 °С для теплоснабжения  
системы отопления ( ОВ );

Расчетные давления теплоносителей на выходе из котельной :  
в подающем трубопроводе сетевой воды - 4 кгс/см2 ;  
в обратном трубопроводе сетевой воды - 2 кгс/см2 ;

Система теплоснабжения - 2-трубная, закрытая, зависимая.

Режим потребления тепловой энергии :  
На нужды отопления - круглосуточно в отопительный период.

В соответствии со СНиП-П-35-76, СНиП 41-02-2003 потребители тепла по надежности  
теплоснабжения относятся ко второй категории, котельная по надежности отпуска тепла потребителям  
также относится ко второй категории.

Топливом для каменный с годовым лимитом потребления  
0,06 тыс. тун. согласно топливному режиму от

Расчетно-климатические условия размещения котельной :  
Средняя температура наиболее холодной пятидневки - минус 21 °С  
Расчетная сейсмичность площадки - 8 баллов  
Средняя температура отопительного периода - плюс 1,6 °С  
Продолжительность отопительного периода - 174 суток.

На площадке расположения котельной размещаются : существующее здание  
кирпичной котельной размерами 8 12 4 метров ;  
дымовая труба диаметром 400 мм, высотой 32 метра ;  
дренажный колодец.

Отвод дымовых газов от котлов осуществляется за счет искусственной тяги.

Территория площадки обустроена существующими наружными сетями : ЛЭП-0,4 кВ, канализации,  
связи, водопровода, тепловыми сетями. Подъезды для автомобильного транспорта, подходы для  
людей с твердым покрытием находятся в удовлетворительном состоянии. Отвод поверхностных  
вод решается открытой системой с дальнейшим выпуском вод на рельеф. Рельеф местности -  
сложившийся. Здание котельной - кирпичное, 1989 года постройки,  
находится в удовлетворительном состоянии. Котлы введены в эксплуатацию в 1989 году.  
Штатная численность обслуживающего персонала котельной составляет один человек.

Ив. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	
Изм.	Коп.уч.
Лист	Недок
Подп.	Дата



Выводы по результатам оценки технико-экономических показателей работы котельной и тепловых сетей :

Котлы находятся в эксплуатации с 1989 года. Износ котлов составляет 36,00 %.

Топливом для котельной служит каменный уголь

Резервный вид топлива не предусмотрен.

К.п.д. работы котлов составляет 70,00 % , что соответствует или близко нормативному показателю для данного типа котлов.

Годовой расход натурального топлива ( расчетный ) 62,76 тонн

Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет 204,08 кгут/Гкал , что соответствует нормативному показателю 204,08 кгут/Гкал.

Топливная составляющая в калькуляции ценообразования тепловой энергии составляет 1098,90 руб/Гкал или 29,07 % ;

Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет 32,17 кВт/Гкал.

В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют 138,67 руб/Гкал или 3,67 %.

Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.

Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет 0,40 тыс.м3, \_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной - тыс. м3 ; \_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы - 0,13 тыс. м3; \_ в том числе на собственные нужды ХВО - 0,01 тыс.м3.

Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет 1,25 м3/Гкал.

То же, без учета расхода воды на нужды ГВС 1,25 м3/Гкал.

В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют 1,42 %

или 53,87 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых и производственных стоков от котельной 0,23 тыс.м3/год.

Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют 3,59 % от объема отпускаемой теплоэнергии ( с.н. котельной = 2,28 % ) или 10,03 Гкал/год.

При этом при годовой выработке тепла 285,58 Гкал в тепловую сеть ( за вычетом собственных нужд котельной ) отпускается 279,21 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек 269,18 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют 3,51 % относительно объема вырабатываемой энергии или 3,82 % в расчетном тарифе на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют от расчетной тепловой нагрузки систем отопления или 0,03 Гкал/год.

Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.

Содержание, обслуживание, ремонт - 18,53 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Фонд оплаты труда + отчисления - 14,82 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 23,82 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Прочие расходы ( в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ ) - 0,29 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Рентабельность - 4,57 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.

Технико-экономические показатели работы котельной рассчитаны аналитически с учетом данных, предоставленных обслуживающей организацией, по фактическому потреблению материальных, энергетических, финансовых ресурсов и непроизводительных потерь тепла при транспортировке. Вышеперечисленные показатели подлежат уточнению и приведению в соответствие данным энергетического паспорта предприятия после проведения его энергетического обследования ( энергоаудита ).

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 42	Лист
							73
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		



Лист

74



Приложение 6. (к пункту 8-а)

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

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 42				75



Годовые расходы тепла определяются по формулам :

1. Расход тепла на отопление:  $Q_{\text{от год}} = Q_{\text{от max}} (t_{\text{вн.}} - t_{\text{ср.о.}}) (t_{\text{вн.}} - t_{\text{н.р.}}) z$ , Гкал / год
2. Расход тепла на вентиляцию:  $Q_{\text{в год}} = Q_{\text{в max}} (t_{\text{вн.}} - t_{\text{ср.о.}}) (t_{\text{вн.}} - t_{\text{н.р.}}) z$ , Гкал / год

$$Q_{\text{гвс год}} = Q_{\text{гвс ср. з}} \cdot Q_{\text{гвс ср. з}}, \text{ Гкал / год}$$

$$Q_{\text{ГВС ср.}} = Q_{\text{ГВС max}} 2,4, \text{ Гкал / час}$$

$$Q_{\text{ГВС ср.лет.}} = Q_{\text{ГВС ср.}} (60 - t_{\text{л}}) (60 - t_{\text{з}}), \text{ Гкал / час}$$

где :

$t_{н.р.}$  -расчетная температура наружного воздуха для расчета отопления и вентилиляции, о С ;

$t_{\text{ср.о.}}$  -средняя температура наружного воздуха за отопительный период, о С ;

$n_o$  - продолжительность отопительного периода, сут ;

Q о тах максимальный часовой расход тепла на отопление, Гкал/час ;

$Q_{\text{в втах}}$  максимальный часовой расход тепла на вентиляцию, Гкал/час;  $Q_{\text{гвстах}}$  максимальный часовой расход тепла на гор. водоснабжение, Гкал/час;

$Q_{гвс}$  ср. среднечасовой расход тепла на гор. водоснабжение, Гкал/час;  $Q_{техн.ср.}$  среднечасовой расход тепла на технологические нужды, Гкал/час;

 $t_{\text{вн}}$  - расчетная средняя температура воздуха внутри помещений, о С ;

$t_{\text{л}}$  - температура холодной воды в летний период, о С ;

$t_3$  - температура холодной воды в зимний период, о С ;

$b$  -коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение в летний период по отношению к отопительному периоду

Z -число часов работы систем отопления, вентиляции, гвс , час/сут

## РАСЧЕТ годовой потребности в топливе .

$$B_{\text{год}} = Q_{\text{год}} h, \text{ тыс. т\textsubscript{ут}} / \text{год}$$

В год = 0 год 1 нр , млн. м3 газа / год

где :

$Q_{\text{год}}$  - суммарная годовая потребность в тепловой энергии с учетом потерь, Гкал / год

### h -КПД котлоагрегата

$Q_{\text{нр}}$  - теплотворная способность топлива, ккал / м<sup>3</sup>

7000 -теплотворная способность условного топлива, ккал / кг

Максимальный часовой расход газа на котельную определен по формуле :

$$V_{\text{час}} = Q_{\text{тах}} \cdot \text{час} \cdot \text{нпр} \cdot \text{м}^3 \text{ газа} / \text{час}$$

где :

$Q_{\text{тахчас}}$  -максимальная часовая тепловая нагрузка котельной, Гкал / час

### h -КПД котлоагрегата

$Q_{\text{нр}}$  - теплотворная способность топлива, ккал / м<sup>3</sup>



Котельная 1 (№ 40 Новоберезанское СП п Новоберезанский ул Мира 2)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ	
Резервный вид топлива не предусмотрен.		
К.п.д. работы котлов составляет	88,00 % ,	что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.		
Годовой расход натурального топлива ( расчетный )	756,45 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет	162,34 кгут/Гкал.	162,34 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю		
Топливная составляющая в калькуляции ценообразования тепловой энергии составляет		
614,63 руб/Гкал или	35,69 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет	18,06 кВт/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют	77,86 руб/Гкал	или
4,52 %.		
Показатель удельного расхода электроэнергии свидетельствует о высокой энергоэффективности работы котельной в части потребления электроэнергии.		
Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет	2,80 тыс.м3,	
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -	тыс. м3 ;	
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -	2,34 тыс. м3;	
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	0,19 тыс.м3.	
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет	0,53 м3/Гкал.	
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	0,53 м3/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют	1,21 %	
или 20,88 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых		
и производственных стоков от котельной	0,47 тыс.м3/год.	
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют	6,00 % от	
объема отпускаемой теплоэнергии ( с.н. котельной =	2,28 % ) или	312,60 Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	5325,44 Гкал	в тепловую сеть ( за вычетом
собственных нужд котельной ) отпускается	5206,72 Гкал/год ,	что с учетом теплопотерь через
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек		
4894,13 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют		
5,87 % относительно объема вырабатываемой энергии или	6,93 %	в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют	от	
расчетной тепловой нагрузки систем отопления	или	19,60 Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.		
Содержание, обслуживание, ремонт -	6,25 %	в калькуляции ценообразования
1 Гкал тепловой энергии.		
Фонд оплаты труда + отчисления -	31,24 %	в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой
энергии.		
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	9,69 %	в калькуляции
ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.		
Прочие расходы ( в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ ) -	0,03 %	в калькуляции
ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.		
Рентабельность -	4,43 %	в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой
энергии.		

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	
Изм.	Коп.уч.
Лист	Недок
Подп.	Дата



Котельная 3 (ДООУ (№ 42) Новоберезанское СП п Комсомольский ул Светлая 9)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ	
Резервный вид топлива не предусмотрен.		
К.п.д. работы котлов составляет	88,00 % ,	что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.		
Годовой расход натурального топлива ( расчетный )	267,12 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет		162,34 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	162,34 кгут/Гкал.	
Топливная составляющая в калькуляции ценообразования тепловой энергии составляет		
614,63 руб/Гкал или	28,49 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет		14,82 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют		63,89 руб/Гкал или
2,96 %.		
Показатель удельного расхода электроэнергии свидетельствует о высокой энергоэффективности		
работы котельной в части потребления электроэнергии.		
Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет		1,20 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -		тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -		0,83 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	0,07 тыс.м3.	
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет		0,63 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	0,63 м3/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют		1,17 %
или	25,31 руб/Гкал	с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых
и производственных стоков от котельной	0,35 тыс.м3/год.	
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют		17,45 % от
объема отпускаемой теплоэнергии ( с.н. котельной =	2,28 % ) или	320,79 Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	1880,52 Гкал	в тепловую сеть ( за вычетом
собственных нужд котельной ) отпускается	1838,60 Гкал/год ,	что с учетом теплопотерь через
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек		
1517,80 Гкал/год.	Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	
17,06 % относительно объема вырабатываемой энергии или		21,67 % в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют		от
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления	или 12,48 Гкал/год.
Значительные потери тепла через теплоизоляционную конструкцию теплосетей свыше 10 % обусловлены		
большой протяженностью тепловых сетей и применением неэффективных		
материалов теплоизоляционной конструкции теплосети.		
Содержание, обслуживание, ремонт -	7,04 % в калькуляции ценообразования	
1 Гкал тепловой энергии.		
Фонд оплаты труда + отчисления -	25,98 % в калькуляции ценообразования	1 Гкал тепловой
энергии.		
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	8,87 % в калькуляции	
ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.		
Прочие расходы ( в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ ) -		0,07 % в калькуляции
ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.		
Рентабельность -	3,73 % в калькуляции ценообразования	1 Гкал тепловой
энергии.		

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 42
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	



Котельная 4 (МОУ СОШ 10 (№ 30) Новоберезанское СП х Анапский ул Партизанская 65)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ	
Резервный вид топлива не предусмотрен.	.	
К.п.д. работы котлов составляет	88,00 % ,	что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.		
.		
Годовой расход натурального топлива ( расчетный )	40,57 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет		162,34 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	162,34 кгут/Гкал.	
.		
Топливная составляющая в калькуляции ценообразования тепловой энергии составляет		
614,63 руб/Гкал или	29,73 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет		23,17 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют		99,86 руб/Гкал или
4,83 %.		
Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической		
увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового		
оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.		
.		
Годовой расход воды составляет (при отсутствии ионнообменной установки ХВО)		0,30 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -		тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -		0,13 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	тыс.м3.	
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет		1,21 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	1,21 м3/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют		2,14 %
или	44,16 руб/Гкал	с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых
и производственных стоков от котельной	0,22 тыс.м3/год.	
.		
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют		2,09 % от
объема отпускаемой теплоэнергии ( с.н. котельной =	2,28 % ) или	5,82 Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	285,58 Гкал	в тепловую сеть ( за вычетом
собственных нужд котельной ) отпускается	279,21 Гкал/год ,	что с учетом теплопотерь через
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек		
273,39 Гкал/год.	Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	
2,04 % относительно объема вырабатываемой энергии или		2,20 % в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют		от
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления	или
		0,07 Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.		
.		
.		
Содержание, обслуживание, ремонт -	20,13 % в калькуляции ценообразования	
1 Гкал тепловой энергии.		
Фонд оплаты труда + отчисления -	27,11 % в калькуляции ценообразования	1 Гкал тепловой
энергии.		
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	8,71 % в калькуляции	
ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.		
Прочие расходы ( в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ ) -		0,51 % в калькуляции
ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.		
Рентабельность -	4,64 % в калькуляции ценообразования	1 Гкал тепловой
энергии.		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №								Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 42				79



Инд. № подл.	Подпись и дата		Взам. инв. №	

Котельная 5 (1п Новоберезанское СП п Новоберезанский )					
Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :					
Топливом для котельной служит природный газ					
Резервный вид топлива не предусмотрен.					
К.п.д. работы котлов составляет 88,00 % , что соответствует или близко нормативному показателю для данного типа котлов.					
Годовой расход натурального топлива ( расчетный ) 77,63 тыс.м3					
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет 162,34 кгут/Гкал , что соответствует нормативному показателю 162,34 кгут/Гкал.					
Топливная составляющая в калькуляции ценообразования тепловой энергии составляет 614,63 руб/Гкал или 40,21 % ;					
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет 18,80 кВт/Гкал.					
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют 81,05 руб/Гкал или 5,30 %.					
Показатель удельного расхода электроэнергии свидетельствует о высокой энергоэффективности работы котельной в части потребления электроэнергии.					
Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет 0,30 тыс.м3, _ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной - тыс. м3 ; _ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы - 0,07 тыс. м3; _ в том числе на собственные нужды ХВО - 0,01 тыс.м3.					
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет 0,56 м3/Гкал.					
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС 0,56 м3/Гкал.					
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют 1,82 % или 27,82 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых и производственных стоков от котельной 0,23 тыс.м3/год.					
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют 1,25 % от объема отпускаемой теплоэнергии ( с.н. котельной = 2,28 % ) или 6,70 Гкал/год.					
При этом при годовой выработке тепла 546,51 Гкал в тепловую сеть ( за вычетом собственных нужд котельной ) отпускается 534,33 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек					
527,63 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют 1,23 % относительно объема вырабатываемой энергии или 1,37 % в расчетном тарифе на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют от расчетной тепловой нагрузки систем отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП) или 0,36 Гкал/год.					
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.					
Содержание, обслуживание, ремонт - 14,15 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.					
Фонд оплаты труда + отчисления - 24,10 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.					
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,00 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.					
Прочие расходы ( в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ ) - 0,36 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.					
Рентабельность - 4,68 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.					
Изм. Кол.уч. Лист Недок Подп. Дата					
Лист					
МК № 42					
80					



Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ		
Резервный вид топлива не предусмотрен.			
К.п.д. работы котлов составляет	88,00 % ,	что соответствует или близко нормативному	
показателю для данного типа котлов.			
Годовой расход натурального топлива ( расчетный )		48,52 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет			162,34 кгуг/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	162,34 кгуг/Гкал.		
Топливная составляющая в калькуляции ценообразования тепловой энергии составляет			
614,63 руб/Гкал или	37,84 % ;		
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет			16,83 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют			72,56 руб/Гкал или
4,47 %.			
Показатель удельного расхода электроэнергии свидетельствует о высокой энергоэффективности			
работы котельной в части потребления электроэнергии.			
Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет			0,30 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -			тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -			0,05 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	0,00 тыс.м3.		
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет			0,80 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС		0,80 м3/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют			2,37 %
или	38,48 руб/Гкал	с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых	
и производственных стоков от котельной		0,23 тыс.м3/год.	
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют			1,20 % от
объема отпускаемой теплоэнергии ( с.н. котельной =		2,28 % ) или	4,01 Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	341,57 Гкал	в тепловую сеть ( за вычетом	
собственных нужд котельной ) отпускается	333,95 Гкал/год ,	что с учетом теплопотерь через	
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек			
329,95 Гкал/год.	Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют		
1,17 % относительно объема вырабатываемой энергии или			1,33 % в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют			от
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)	или	0,28 Гкал/год
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.			

Содержание, обслуживание, ремонт -	18,69 %	в калькуляции ценообразования
1 Гкал тепловой энергии.		
Фонд оплаты труда + отчисления -	22,67 %	в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой
энергии.		
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	7,42 %	в калькуляции
ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.		
Прочие расходы ( в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ ) -	0,54 %	в калькуляции
ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.		
Рентабельность -	4,68 %	в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой
энергии.		



Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Котельная 7 (4п Новоберезанское СП п Новоберезанский ул Центральная)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ	
Резервный вид топлива не предусмотрен.	.	
К.п.д. работы котлов составляет	88,00 % ,	что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.		
.		
Годовой расход натурального топлива ( расчетный )	155,26 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет		162,34 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	162,34 кгут/Гкал.	
.		
Топливная составляющая в калькуляции ценообразования тепловой энергии составляет		
614,63 руб/Гкал или	44,12 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет		15,73 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют		67,80 руб/Гкал или
4,87 %.		
Показатель удельного расхода электроэнергии свидетельствует о высокой энергоэффективности		
работы котельной в части потребления электроэнергии.		
.		
.		
Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет		0,40 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -		тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -		0,15 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	0,01 тыс.м3.	
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет		0,35 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	0,35 м3/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют		1,31 %
или	18,18 руб/Гкал	с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых
и производственных стоков от котельной	0,24 тыс.м3/год.	
.		
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют		0,97 % от
объема отпускаемой теплоэнергии ( с.н. котельной =	2,28 % ) или	10,39 Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	1093,02 Гкал	в тепловую сеть ( за вычетом
собственных нужд котельной ) отпускается	1068,65 Гкал/год ,	что с учетом теплопотерь через
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек		
1058,26 Гкал/год.	Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	
0,95 % относительно объема вырабатываемой энергии или		1,07 % в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют		от
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)	или 0,71 Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.		
.		
.		
Содержание, обслуживание, ремонт -	9,18 % в калькуляции ценообразования	
1 Гкал тепловой энергии.		
Фонд оплаты труда + отчисления -	26,44 % в калькуляции ценообразования	1 Гкал тепловой
энергии.		
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	8,11 % в калькуляции	
ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.		
Прочие расходы ( в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ ) -		0,20 % в калькуляции
ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.		
Рентабельность -	4,70 % в калькуляции ценообразования	1 Гкал тепловой
энергии.		



**Котельная 8 (5п Новоберезанское СП п Новоберезанский пр Светлый)**

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

топливом для котельной служит	природный газ	
Резервный вид топлива не предусмотрен.		
К.п.д. работы котлов составляет	88,00 %	что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.		
Годовой расход натурального топлива ( расчетный )	147,50 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет		162,34 кг/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	162,34 кг/Гкал.	
Топливная составляющая в калькуляции ценообразования тепловой энергии составляет		
614,63 руб/Гкал или	44,00 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплотенергии составляет		16,56 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют		71,37 руб/Гкал или
5,11 %.		
Показатель удельного расхода электроэнергии свидетельствует о высокой энергоэффективности		
работы котельной в части потребления электроэнергии.		
Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет		0,40 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -		тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -		0,14 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	0,01 тыс.м3.	
Удельный расход воды на выработку теплотенергии составляет		0,36 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	0,36 м3/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют		1,34 %
или	18,74 руб/Гкал	с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых
и производственных стоков от котельной	0,24 тыс.м3/год.	
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют		0,40 % от
объема отпускаемой теплотенергии ( с.н. котельной =	2,28 % ) или	4,05 Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	1038,37 Гкал	в тепловую сеть ( за вычетом
собственных нужд котельной ) отпускается	1015,22 Гкал/год ,	что с учетом теплопотерь через
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек		
1011,17 Гкал/год.	Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	
0,39 % относительно объема вырабатываемой энергии или		0,44 % в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют		от
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)	или 0,25 Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<p>Содержание, обслуживание, ремонт - 9,64 % в калькуляции ценообразования</p> <p>1 Гкал тепловой энергии.</p> <p>Фонд оплаты труда + отчисления - 26,37 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.</p> <p>Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,16 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.</p> <p>Прочие расходы ( в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ ) - 0,21 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.</p> <p>Рентабельность - 4,73 % в калькуляции ценообразования 1 Гкал тепловой энергии.</p>					
			<div> <div> <div>Изм.</div> <div>Кол.уч.</div> <div>Лист</div> <div>Недок</div> <div>Подп.</div> <div>Дата</div> </div> <div> <div>МК № 42</div> <div>Лист</div> <div>83</div> </div> </div>					



Приложение 7. (к пункту 8-б)

*Расчёты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива.*

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							МК № 42	Лист	
											84
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			



Котельная 5 (1п Новоберезанское СП п Новоберезанский )

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам	
I кв.	191,09 Гкал
II кв.	100,90 Гкал
III кв.	95,02 Гкал
IV кв.	159,50 Гкал
Итого :	546,50 Гкал/год

Расход топлива по кварталам	
I кв.	31,02 тут
II кв.	16,38 тут
III кв.	15,43 тут
IV кв.	25,89 тут
Итого :	88,72 тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного ( жидкого ) топлива :

1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году ( январь ) :				
	Q <sub>сут. о</sub> =	0,54 Гкал/сут ;	Q <sub>сут. в</sub> =	0,60 Гкал/сут ;	Q <sub>сут.гвс</sub> = 1,07 Гкал/сут ; Q <sub>сут.тех</sub> = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива	264,36 кг/сут	0,30 м3/сут	при расчетной температуре наружного воздуха	
2.	Плотность топлива	889,39 кг/м3	при Т ж.п.т. =	-21 °С	
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце			11,01 кг/час	
4.	Плотность топлива	874,81 кг/м3	при Т ср. января	-1 °С	
7.	Суточный расход топлива для января	0,30 м3/сут			
8.	5-суточный расход топлива для января	1,51 м3			
9.	Рекомендуется	2 резервуара по	3,00 м3	для хранения 5-суточного запаса резервного топлива	

Котельная 6 (3п Новоберезанское СП п Новоберезанский )

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам	
I кв.	119,43 Гкал
II кв.	63,06 Гкал
III кв.	59,39 Гкал
IV кв.	99,69 Гкал
Итого :	341,57 Гкал/год

Расход топлива по кварталам	
I кв.	19,39 тут
II кв.	10,24 тут
III кв.	9,64 тут
IV кв.	16,18 тут
Итого :	55,45 тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного ( жидкого ) топлива :

1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году ( январь ) :				
	Q <sub>сут. о</sub> =	0,34 Гкал/сут ;	Q <sub>сут. в</sub> =	0,37 Гкал/сут ;	Q <sub>сут.гвс</sub> = 0,67 Гкал/сут ; Q <sub>сут.тех</sub> = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива	165,22 кг/сут	0,19 м3/сут	при расчетной температуре наружного воздуха	
2.	Плотность топлива	889,39 кг/м3	при Т ж.п.т. =	-21 °С	
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце			6,88 кг/час	
4.	Плотность топлива	874,81 кг/м3	при Т ср. января	-1 °С	
7.	Суточный расход топлива для января	0,19 м3/сут			
8.	5-суточный расход топлива для января	0,94 м3			
9.	Рекомендуется	2 резервуара по	3,00 м3	для хранения 5-суточного запаса резервного топлива	

Котельная 7 (4п Новоберезанское СП п Новоберезанский ул Центральная)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам	
I кв.	382,17 Гкал
II кв.	201,80 Гкал
III кв.	190,05 Гкал
IV кв.	318,99 Гкал
Итого :	1093,01 Гкал/год

Расход топлива по кварталам	
I кв.	62,04 тут
II кв.	32,76 тут
III кв.	30,85 тут
IV кв.	51,78 тут
Итого :	177,44 тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного ( жидкого ) топлива :

1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году ( январь ) :				
	Q <sub>сут. о</sub> =	1,08 Гкал/сут ;	Q <sub>сут. в</sub> =	1,20 Гкал/сут ;	Q <sub>сут.гвс</sub> = 2,15 Гкал/сут ; Q <sub>сут.тех</sub> = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива	528,72 кг/сут	0,59 м3/сут	при расчетной температуре наружного воздуха	
2.	Плотность топлива	889,39 кг/м3	при Т ж.п.т. =	-21 °С	
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце			22,03 кг/час	
4.	Плотность топлива	874,81 кг/м3	при Т ср. января	-1 °С	
7.	Суточный расход топлива для января	0,60 м3/сут			
8.	5-суточный расход топлива для января	3,02 м3			
9.	Рекомендуется	2 резервуара по	3,00 м3	для хранения 5-суточного запаса резервного топлива	

Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	



Котельная 8 (5п Новоберезанское СП п Новоберезанский пр Светлый)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам

I кв.	363,06 Гкал
II кв.	191,71 Гкал
III кв.	180,54 Гкал
IV кв.	303,04 Гкал
Итого :	1038,36 Гкал/год

Расход топлива по кварталам

I кв.	58,94 туг
II кв.	31,12 туг
III кв.	29,31 туг
IV кв.	49,20 туг
Итого :	168,56 туг/год

Расчет 5-суточного запаса резервного ( жидкого ) топлива :

1. Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году ( январь ) :  
Q<sub>сут. о</sub> = 1,02 Гкал/сут ; Q<sub>сут. в</sub> = 1,14 Гкал/сут ; Q<sub>сут. гвс</sub> = 2,04 Гкал/сут ; Q<sub>сут. тех</sub> = Гкал/сут
2. Расход жидкого топлива 502,28 кг/сут 0,56 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха
2. Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С
5. Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 20,93 кг/час
4. Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С
7. Суточный расход топлива для января 0,57 м3/сут
8. 5-суточный расход топлива для января 2,87 м3
9. Рекомендуется 2 резервуара по 3,00 м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							МК № 42	Лист
										86
			Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		



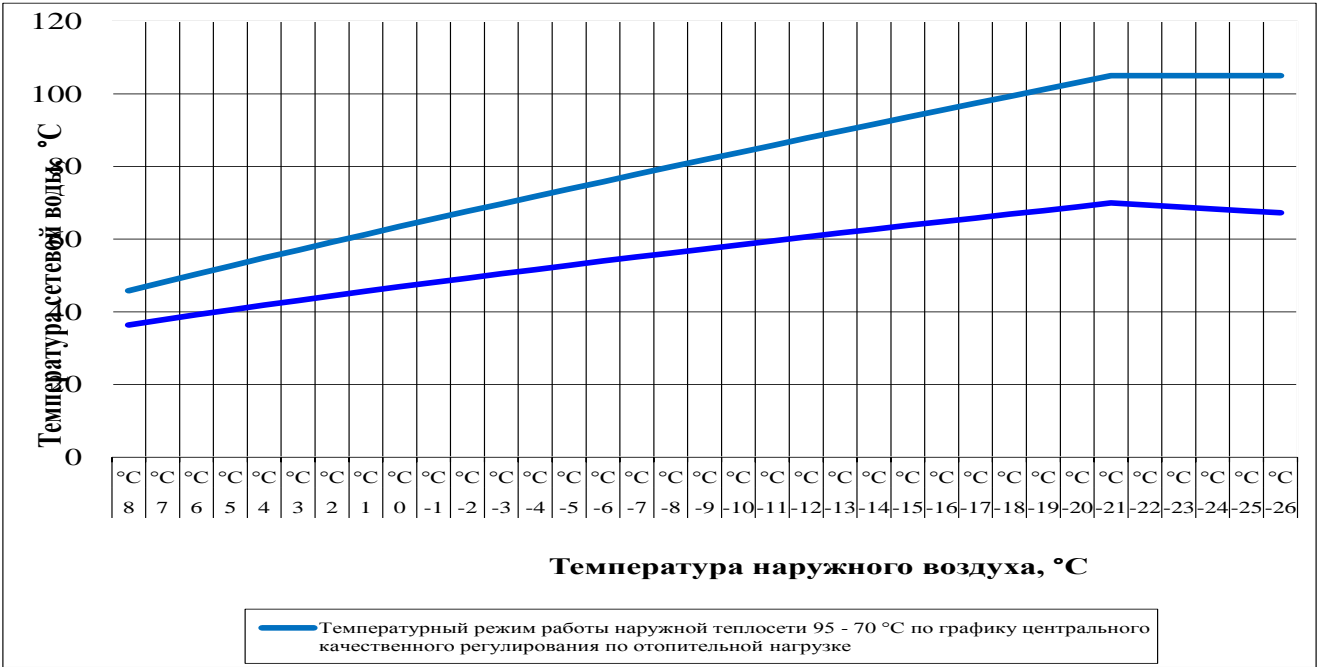
Приложение 8. (к пункту)

Температурные графики по каждой котельной.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									87
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 42



### Расчётный температурный график теплосети, 95 - 70 °С



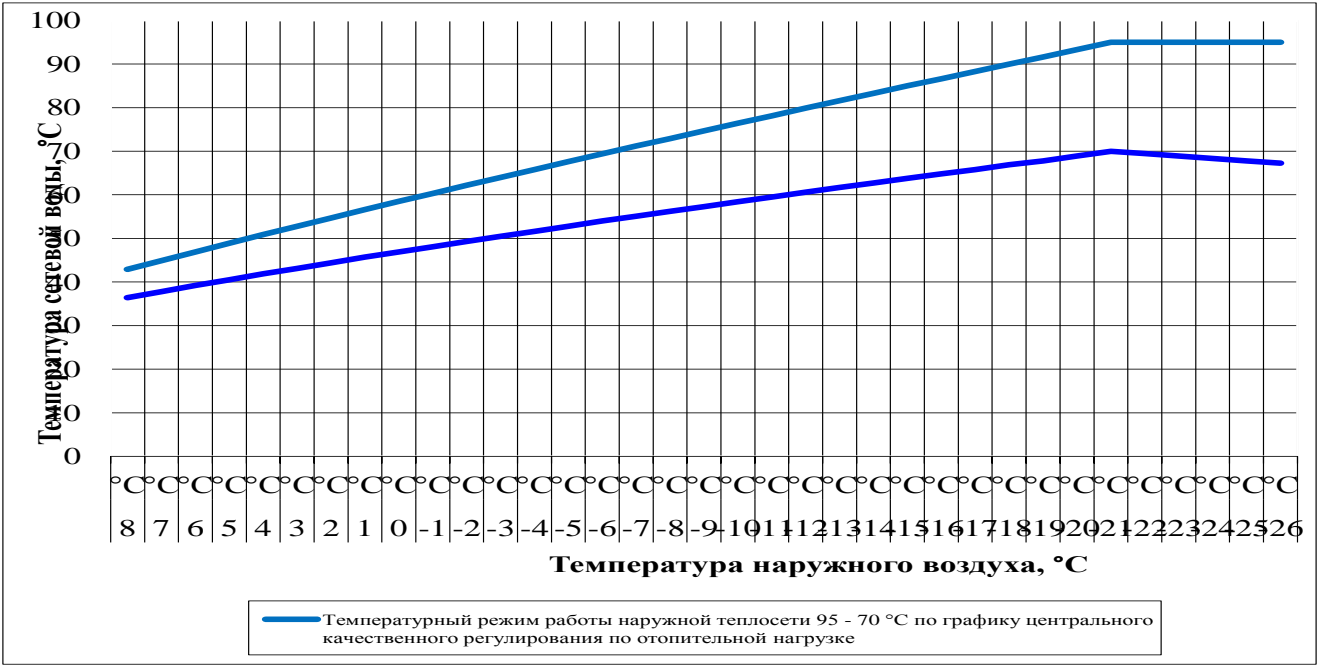






Котельная 2 (ДК (№ 41) Новоберезанское СП п Комсомольский ул Центральная 13)

Расчётный температурный график теплосети, 95 - 70 °С



Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 42	Лист
							90



График зависимости температуры сетевой воды от температуры наружного воздуха. Показаны две кривые: одна для качественного регулирования по отопительной нагрузке (темно-синяя), другая — для температурного режима работы систем отопления 95-70 °C (светло-синяя).

Температура наружного воздуха, °C	Температура сетевой воды, °C (качественное регулирование)	Температура сетевой воды, °C (температурный режим 95-70 °C)
8	55	50
7	56	51
6	57	52
5	58	53
4	59	54
3	60	55
2	61	56
1	62	57
0	63	58
-1	64	59
-2	65	60
-3	66	61
-4	67	62
-5	68	63
-6	69	64
-7	70	65
-8	71	66
-9	72	67
-10	73	68
-11	74	69
-12	75	70
-13	76	71
-14	77	72
-15	78	73
-16	79	74
-17	80	75
-18	81	76
-19	82	77
-20	83	78
-21	84	79
-22	85	80
-23	86	81
-24	87	82
-25	88	83
-26	89	84

Температура теплоносителя, °C

Температура наружного воздуха, °C

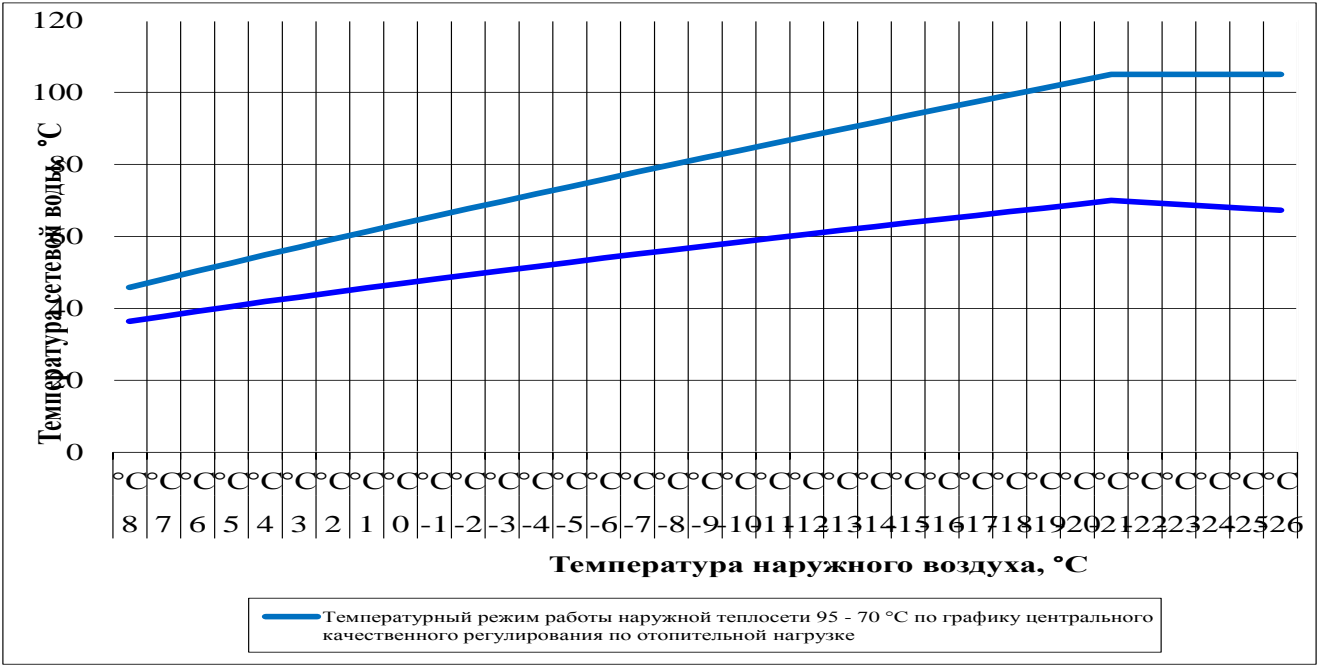
Температурный режим работы наружной теплосети 95 - 70 °C по графику центрального качественного регулирования по нагрузке отопления

Температура наружного воздуха, °C	Верхняя температура теплоносителя, °C	Нижняя температура теплоносителя, °C
8	60	55
7	62	56
6	64	57
5	66	58
4	68	59
3	70	60
2	72	61
1	74	62
0	76	63
-1	78	64
-2	80	65
-3	82	66
-4	84	67
-5	86	68
-6	88	69
-7	90	70
-8	92	71
-9	94	72
-10	96	73
-11	98	74
-12	100	75
-13	100	76
-14	100	77
-15	100	78
-16	100	79
-17	100	80
-18	100	81
-19	100	82
-20	100	83
-21	100	84
-22	100	85
-23	100	84
-24	100	83
-25	100	82
-26	100	81



Котельная 3 (ДОУ (№ 42) Новоберезанское СП п Комсомольский ул Светлая 9)

Расчётный температурный график теплосети, 95 - 70 °С

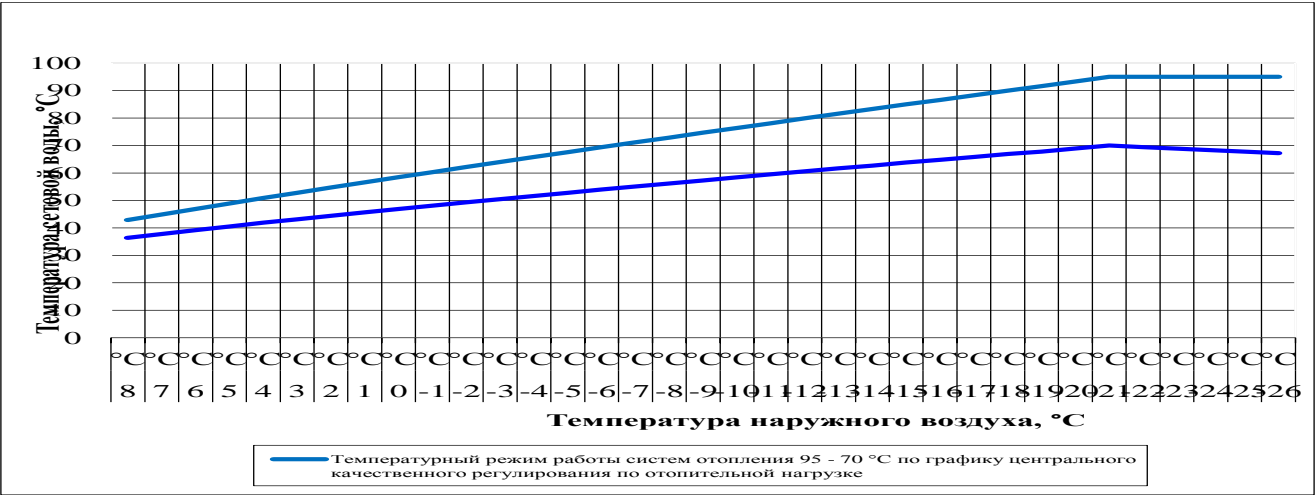


Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

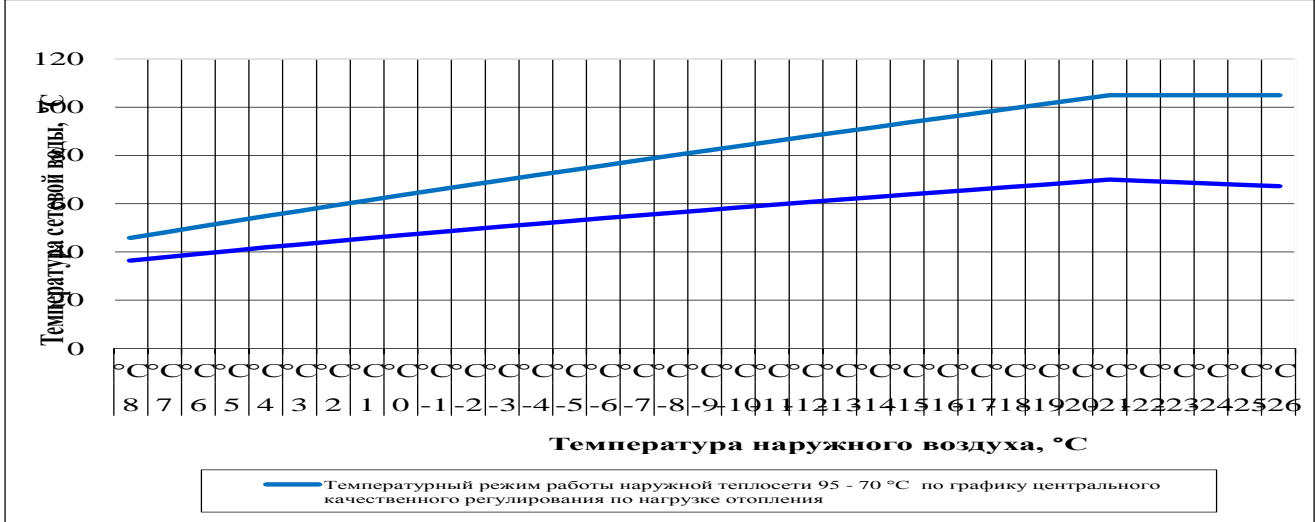
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 42	Лист
							92



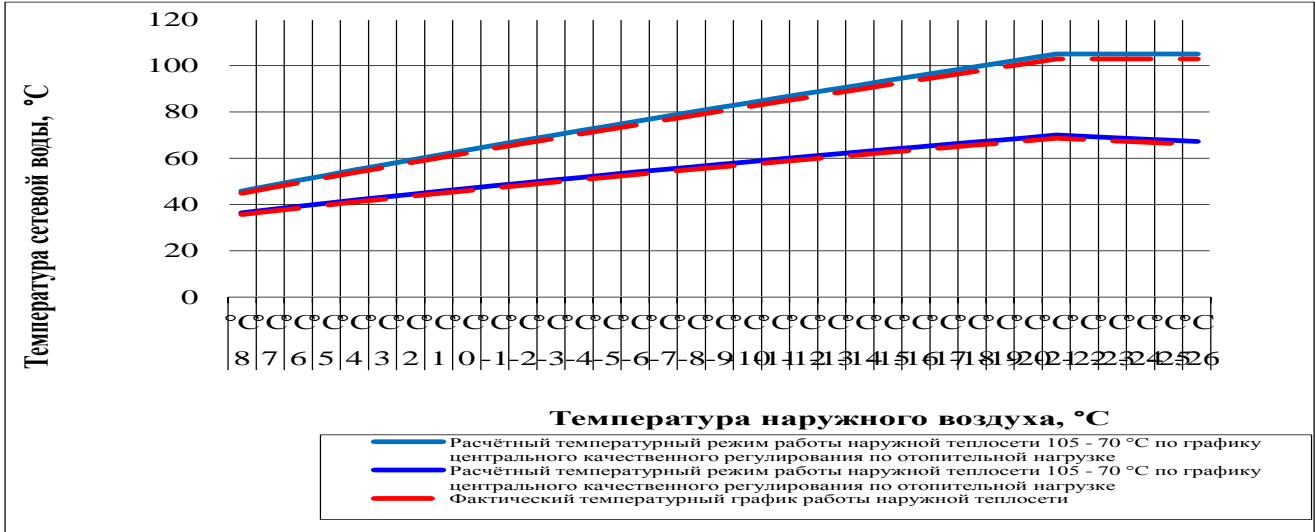
Расчётный температурный график системы отопления, 95 - 70 °С



Расчётный температурный график теплосети по совмещённой нагрузке ОВ+ГВС, 95



Фактический температурные графики теплосети, 105 - 70 °С (Перспективное)

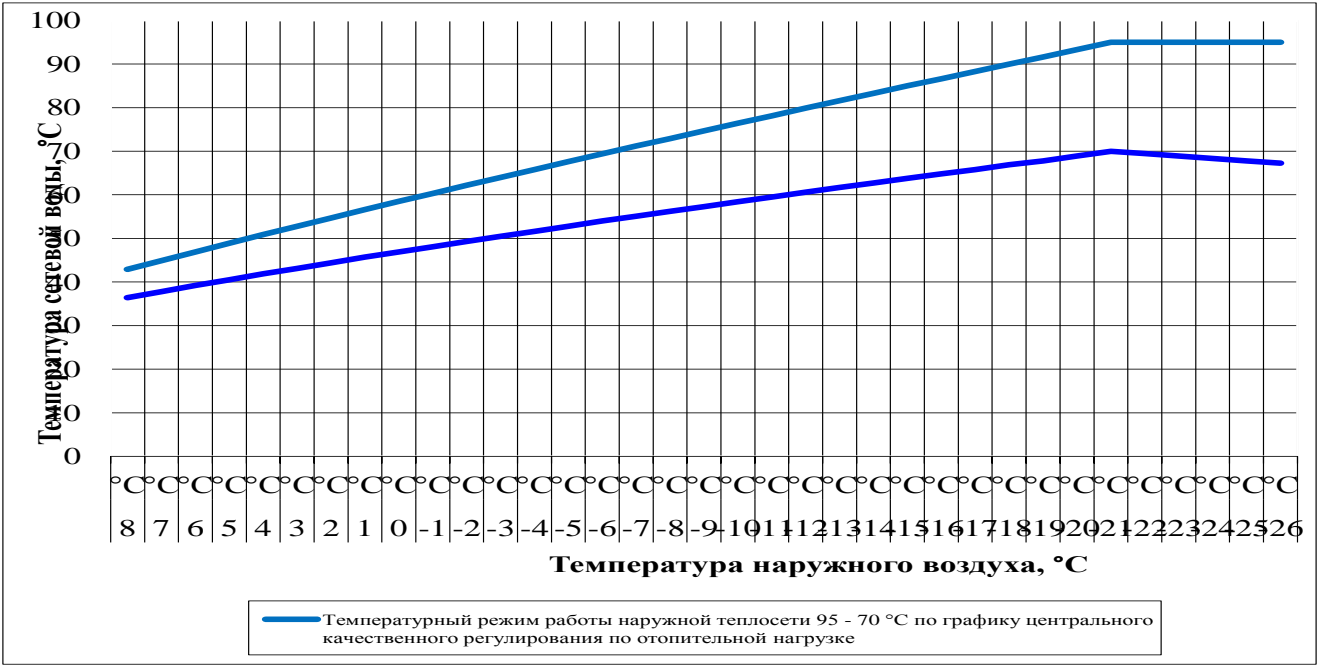


Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист
Недок	Подп.	Дата



Котельная 4 (МОУ СОШ 10 (№ 30) Новоберезанское СП х Анапский ул Партизанская 65)

Расчётный температурный график теплосети, 95 - 70 °С



Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата



Температура теплоносителя, °C

Температура наружного воздуха, °C

Температурный режим работы систем отопления 95 - 70 °C по графику центрального качественного регулирования по отопительной нагрузке

График зависимости температуры теплоносителя от температуры наружного воздуха. Показаны две кривые: одна для температурного режима работы (95-70 °C) и другая для качественного регулирования по нагрузке. Температурный режим имеет более высокие значения температуры теплоносителя при одинаковой температуре наружного воздуха.

Температура наружного воздуха, °C	Температура теплоносителя, °C (температурный режим)	Температура теплоносителя, °C (качественное регулирование)
8	55	50
7	56	51
6	57	52
5	58	53
4	59	54
3	60	55
2	61	56
1	62	57
0	63	58
-1	64	59
-2	65	60
-3	66	61
-4	67	62
-5	68	63
-6	69	64
-7	70	65
-8	71	66
-9	72	67
-10	73	68
-11	74	69
-12	75	70
-13	76	71
-14	77	72
-15	78	73
-16	79	74
-17	80	75
-18	81	76
-19	82	77
-20	83	78
-21	84	79
-22	85	80
-23	85	80
-24	85	80
-25	85	80
-26	85	80

**Температура сетевой воды, °C**

**Температура наружного воздуха, °C**

- Расчётный температурный режим работы наружной теплосети 95 - 70 °C по графику
- Расчётный температурный режим работы наружной теплосети 95 - 70 °C по графику
- Фактический температурный график работы наружной теплосети