

УТВЕРЖДЕНО:

Директор АО «АМЖКУ»

С.В. Дема

2021 г.



**Технический отчет обследования объектов теплоснабжения городского поселения Новоаганск Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа - Югра**

## Оглавление

### Введение

1. Камеральное обследование источников тепловой энергии и сетей теплоснабжения городского поселения Новоаганск

1.1. Характеристика источников тепловой энергии гп. Новоаганск

1.2. Характеристика сетей теплоснабжения гп. Новоаганск

2. Техническая инвентаризация имущества, включая натурное, визуально-измерительное обследование и инструментальной обследование объектов теплоснабжения

2.1. Котельная «Центральная» по ул. Центральная, 100

2.2. Котельная «Техснаб», ул. Техснаб, 105А

2.3. Котельная «ВМУ», ул. Первомайская, 101А

2.4. Котельная Варьеган, ул. Центральная, 18

2.5. Сети теплоснабжения гп. Новоаганск

3. Мероприятия по модернизации и реконструкции системы теплоснабжения гп. Новоаганск

4. Показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения

4.1. Теоретические аспекты определения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения

4.2. Показатели надежности объектов системы теплоснабжения гп. Новоаганск

4.3. Показатели энергетической эффективности объектов теплоснабжения гп. Новоаганск

5. Расчет экономического эффекта от реализации мероприятий по модернизации и реконструкции системы теплоснабжения гп. Новоаганск

6. Выводы и рекомендации

7. Ссылки на строительные нормы, правила, технические регламенты, иную техническую документацию

## Введение

Объектом технического обследования являются системы теплоснабжения городского поселения Новоаганск

Техническое обследование основано на требованиях следующих нормативно-правовых актов:

1. Федеральный закон «О концессионных соглашениях» от 21.07.2005 № 115-ФЗ;
2. Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27.07.2010 № 190-ФЗ;
3. Приказ Правительства Российской Федерации от 21.08.2015 № 606/пр «Об утверждении Методики комплексного определения показателей технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, и Порядка осуществления мониторинга таких показателей.

Отчет содержит описание существующего состояния системы теплоснабжения городского поселения Новоаганск и включает в себя мероприятия по развитию системы теплоснабжения с целью повышения надежности и эффективности систем коммунальной инфраструктуры. В заключении определяются:

- а) уровень фактического (оценочного) износа объектов системы теплоснабжения;
- б) техническое состояние объектов на дату обследования;
- в) предельные сроки проведения ремонта или реконструкции объектов;
- г) приоритетные мероприятия и предельные сроки, связанные с необходимостью проведения реконструкции существующих объектов системы теплоснабжения;
- д) количество и стоимость реконструкции объектов теплоснабжения.

В процессе технического обследования проведены мероприятия:

- а) по камеральному обследованию (рассмотрена нормативно-техническая документация, включающая в себя сведения о техническом состоянии, аварийности объектов теплоснабжения, о сроках эксплуатации и износе объектов);
- б) по технической инвентаризации имущества, включая натурное, визуальное и инструментальное обследование объектов теплоснабжения.

# 1. Камеральной обследование источников тепловой энергии и сетей теплоснабжения городского поселения Новоаганск Нижневартовского района ХМАО-Югра

## 1.1. Характеристика источников тепловой энергии городского поселения Новоаганск

Объектом обследования является система теплоснабжения городского поселения Новоаганск, на момент обследования, включающие 3 газовые котельные суммарной установленной мощностью 58,48 Гкал/ч и тепловые сети общей протяженностью 39,559 км, из них в пгт. Новоаганск 32,091 км, в с. Варьеган 7,468 км. Характеристика источников тепловой энергии городского поселения Новоаганск представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика источников тепловой энергии городского поселения Новоаганск

№ п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Присоединенная нагрузка потребителей, Гкал/ч	Дата ввода в эксплуатацию
1	Котельная «Центральная»	пгт. Новоаганск, ул. Центральная, 100	12,180	2005
2	Котельная «Техснаб»	пгт. Новоаганск, ул. Техснаб, 105 А	13,757	2005
3	Котельная «ВМУ» (не эксплуатируется)	пгт. Новоаганск, ул. Первомайская, 101А	0	2006
4	Котельная с. Варьеган	с. Варьеган, ул. Центральная, 18	2,961	2019
	<b>Итого</b>		<b>28,898</b>	

Котельные городского поселения Новоаганск введены в эксплуатацию с 2005 года по 2019 года, присоединенная нагрузка потребителей составила за указанный период составила 28,898 Гкал/ч.

### Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

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

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

**Располагаемая мощность тепловой энергии** – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе.

Параметры располагаемой и установленной тепловой мощности котельных городского поселения Новооганск представлены в таблице 2.

Таблица 2 – параметры располагаемой и установленной тепловой мощности котельных

<b>№ п/п</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Располагаемая мощность источника, Гкал/ч</b>	<b>Установленная мощность источника Гкал/ч</b>
1	Котельная «Центральная», пгт. Новооганск, ул. Центральная, 100	24,56	25,8
2	Котельная «Техснаб», пгт. Новооганск, ул. Техснаб, 105 А	24,92	25,8
3	Котельная с. Варьеган, с. Варьеган, ул. Центральная, 18	6,84	6,88

### **Основные технико-экономические показатели источников тепловой энергии городского поселения Новооганск**

В соответствии с ГОСТ 26691-85, к технико-экономическим показателям источников тепловой энергии относят:

1. Тепловой баланс;
2. Тепловая нагрузка системы теплоснабжения;
3. График тепловой нагрузки системы теплоснабжения;
4. Удельный расход топлива на отпуск тепла.

Сущность данных показателей раскрыта в таблице 3

Таблица 3 – Сущность основных технико-экономических показателей источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование	Сущность
1	Тепловой баланс	Количественная характеристика производства, потребления и потерь тепла
2	Тепловая нагрузка системы теплоснабжения	Суммарное количество тепла, получаемое от источников тепла, равное сумме потреблений приемников тепла и потерь в тепловых сетях в единицу времени
3	График тепловой нагрузки системы теплоснабжения	Изменение во времени тепловой нагрузки системы теплоснабжения
4	Удельный расход топлива на отпуск тепла	Количество топлива, израсходованного на единицу отпущенного тепла

Основные технико-экономические показатели по котельным городского поселения Новооганск представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технико-экономические показатели по котельным гп.Новооганск за 2019 год

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Адрес источника тепловой энергии			
			Котельная «Центральная», ул. Центральная, 100	Котельная «Техснаб», ул. Техснаб, 105 А	Котельная «Варьеган», с. Варьеган, ул. Центральная, 18	Итого
1	Произведено тепловой энергии	тыс. Гкал	38,239	41,910	9,657	89,806
2	Отпущено тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	37,325	40,909	9,411	87,645
3	Отпущено тепловой энергии из	тыс. Гкал	27,534	30,179	4,987	62,7

	сети					
4	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	9,791	10,730	4,424	24,945
		%	26,23	26,23	47	28,46
5	Удельный расход условного топлива на выработку единицы тепловой энергии и (или) теплоносителя	Кг.у.т./ Гкал	154,82	154,9	153,47	154,4

## 1.2. Характеристика сетей теплоснабжения городского поселения Новоаганск

### Описание структуры тепловых сетей

Тепловые сети введены в эксплуатацию в период с 1966-2020 годы. По тепловым сетям осуществляется передача тепловой энергии от котельных до зданий и сооружений производственного, социального и бытового назначения.

Трубопроводы тепловых сетей проложены в непроходных каналах, надземно на низких опорах.

Тип прокладки тепловых сетей двухтрубная, параметры теплоносителя 95/70 °С.

Основной тип теплоизоляции – изоляция ППУ, частично – минеральная вата с покровным слоем – ПВХ.

В пгт. Новоаганск степень износа тепловых сетей варьируется в пределах 11-12%. В с. Варьеган в пределах 9-10%.

Сводная характеристика тепловых сетей городского поселения Новоаганск от всех источников тепловой энергии представлена в таблице 5, техническая характеристика сетей теплоснабжения представлена в таблице 6.

Таблица 5 – Сводная характеристика тепловых сетей гп. Новоаганск





Наименование	Диаметр, мм	Протяженность, км	Количество потребителей (объектов), ед.	Дата ввода в эксплуатацию	Физический износ, %	Краткое описание проведенных ремонтных работ	Количество аварийных ситуаций на сетях
Наружные сети теплоснабжения от котельной «Центральная»	32,57,76,89,108,159,219,325,426	15,288	207	1966-2020	11	Замена ветхих сетей теплоснабжения с 2001 года – 2020 годы 36,401 км	0
Наружные сети теплоснабжения от котельной «Техснаб»	32,57,76,89,108,159,219,325,426	16,803	262	1966-2020	12		0
Наружные сети теплоснабжения от котельной в с. Варьеган	32,57,76,89,108,159,219	7,468	128	2019	10		0

Таблица 6 – Техническая характеристика сетей теплоснабжения городского поселения Новооганск

Характеристика водяных тепловых сетей от котельной "Центральная"

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , м	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, М	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
1	2	3	4	5	6
<b>СЦТ-1</b>					
<b>Отпайка № 1-1</b>					
--/--	0,159	107	ППУ	бесканальная	1998
--/--	0,159	204,5	ППУ	надземная	2009
--/--	0,108	0	Маты минераловатные	бесканальная	1998
	0,108	48	ППУ	бесканальная	2020
	0,108	72	ППУ	бесканальная	2013
	0,108	61	ППУ	бесканальная	2017
--/--	0,108	0	ППУ	надземная	1998
	0,108	10	ППУ	надземная	2020
--/--	0,076	0	Маты минераловатные	бесканальная	1998
	0,076	28	ППУ	бесканальная	2017
--/--	0,057	0	Маты минераловатные	бесканальная	1998
	0,057	68	ППУ		2017
	0,057	107,5	ППУ		2018
--/--	0,057	16	Маты минераловатные	надземная	1998
	0,057	19,5	ППУ	надземная	2013
--/--	0,045	0	Маты минераловатные	бесканальная	1999
	0,045	82,5	ППУ		2018
--/--	0,038	0	Маты минераловатные	бесканальная	1999
	0,038	118,5	ППУ	бесканальная	2018
<b>Отпайка № 1-2</b>					

--/--	0,273	7,5	Маты минераловатные	бесканальная	2008
--/--	0,273	64	Маты минераловатные	надземная	2008
--/--	0,219	161,5	Маты минераловатные	бесканальная	2008
--/--	0,219	262	Маты минераловатные	надземная	2008
--/--	0,057	37,5	Маты минераловатные	бесканальная	2008
--/--	0,045	26	Маты минераловатные	бесканальная	2003
--/--	0,038	50	Маты минераловатные	бесканальная	2003
--/--	0,038	8	Маты минераловатные	надземная	2003
<b>Отпайка № 1-3</b>					
--/--	0,325	157	ППУ	бесканальная	2003
--/--	0,159	121	ППУ	бесканальная	2003
--/--	0,108	147	Маты минераловатные	бесканальная	2003
--/--	0,108	26,5	ППУ	надземная	2003
--/--	0,089	12	Маты минераловатные	бесканальная	2003
	0,076	17	ППУ	бесканальная	2013
--/--	0,076	77	ППУ	бесканальная	2013
--/--	0,057	119	Маты минераловатные	бесканальная	1993
	0,057	369,5	ППУ	бесканальная	2013
--/--	0,045	195,5	Маты минераловатные	бесканальная	1993
	0,045	138,5	ППУ		2018
--/--	0,038	70	Маты минераловатные	бесканальная	1993
	0,038	68,5	ППУ		2018
<b>Отпайка № 1-4</b>					
--/--	0,219	158	ППУ	бесканальная	2003
--/--	0,159	121	ППУ	бесканальная	2003
--/--	0,108	94	Маты минераловатные	бесканальная	2003
--/--	0,089	167,5	Маты минераловатные	бесканальная	2003
--/--	0,076	35,5	Маты минераловатные	бесканальная	2003
--/--	0,057	183	Маты минераловатные	бесканальная	2003

	0,057	108	ППУ		2014
--/--	0,038	5	Маты минераловатные	бесканальная	2003
<b>Отпайка № 1-5</b>					
--/--	0,219	45,5	ППУ	бесканальная	2007
--/--	0,159	42,5	ППУ	бесканальная	2007
<b>Отпайка № 1-6</b>					
--/--	0,108	10	ППУ	бесканальная	2006
--/--	0,057	8,5	Маты минераловатные	бесканальная	2006
--/--	0,045	33	Маты минераловатные	бесканальная	2006
--/--	0,038	14	Маты минераловатные	бесканальная	2006
<b>Отпайка № 1-7</b>					
--/--	0,159	88	ППУ	бесканальная	2004
--/--	0,108	72	ППУ	бесканальная	2004
--/--	0,057	268,5	Маты минераловатные	бесканальная	2004
--/--	0,045	27	Маты минераловатные	бесканальная	2004
<b>Отпайка № 1-8</b>					
--/--	0,108	29	ППУ	бесканальная	2006
--/--	0,057	81	Маты минераловатные	бесканальная	2006
<b>Отпайка № 1-9</b>					
--/--	0,108	82	Маты минераловатные	бесканальная	2002
--/--	0,057	104	Маты минераловатные	бесканальная	2002
<b>Отпайка № 1-10</b>					
--/--	0,325	32	ППУ	бесканальная	2005
--/--	0,219	406,5	ППУ	бесканальная	2005
--/--	0,159	173,5	ППУ	бесканальная	2005
--/--	0,108	229,5	ППУ	бесканальная	2005
--/--	0,089	243	Маты минераловатные	бесканальная	2005
--/--		49	Маты минераловатные	бесканальная	2005
--/--	0,057	397,18	Маты минераловатные	бесканальная	2001
--/--	0,045	0	Маты минераловатные	бесканальная	2001
	0,045	33	ППУ		2018
<b>Отпайка № 1-11</b>					
--/--	0,219	252,5	ППУ	бесканальная	2002
--/--	0,219	101	ППУ	надземная	2002
--/--	0,159	51	ППУ	бесканальная	2002
	0,159	94,5	ППУ	бесканальная	2018
--/--	0,108	137,5	Маты минераловатные	бесканальная	2002
	0,108	96,5	ППУ		2018

	0,108	44,5	ППУ		2014
--/--	0,108	19	ППУ	надземная	2002
--/--	0,089	9,5	ППУ	надземная	2002
	0,089	50	ППУ		2014
--/--	0,076	104,5	Маты минераловатные	бесканальная	2002
	0,076	27,5	ППУ		2018
	0,076	83,5	ППУ		2014
--/--	0,057	308,5	Маты минераловатные	бесканальная	2002
	0,057	101	ППУ		2014
--/--	0,057	31	Маты минераловатные	надземная	2002
--/--	0,045	43,5	Маты минераловатные	бесканальная	1999
--/--	0,045	14,5	Маты минераловатные	надземная	1999
--/--	0,038	512	Маты минераловатные	бесканальная	1999
<b>Отпайка № 1-12</b>					
--/--	0,159	151	ППУ	надземная	2008
--/--	0,108	381	ППУ	надземная	2008
--/--	0,089	99,5	ППУ	надземная	2008
--/--	0,076	34	Маты минераловатные	бесканальная	2008
--/--	0,076	80,5	ППУ	надземная	2008
--/--	0,057	168,5	Маты минераловатные	надземная	2004
	0,057	243,5	ППУ		2014
--/--	0,038	41	Маты минераловатные	надземная	2004
<b>Отпайка № 1-13</b>					
--/--	0,219	149	ППУ	бесканальная	2004
--/--	0,219	319,5	ППУ	надземная	2004
--/--	0,159	72	Маты минераловатные	бесканальная	2004
--/--	0,159	181,5	Маты минераловатные	надземная	2004
--/--	0,076	32	Маты минераловатные	бесканальная	2004
--/--	0,076	46,5	Маты минераловатные	надземная	2001
--/--	0,057	201	Маты минераловатные	бесканальная	2001
--/--	0,057	117	ППУ	бесканальная	2020
--/--	0,057	87,5	Маты минераловатные	надземная	2001
--/--	0,045	15	Маты минераловатные	бесканальная	2001
--/--	0,045	23	Маты минераловатные	надземная	2001
--/--	0,038	95	Маты минераловатные	бесканальная	2001
	0,038	55	ППУ		2018
--/--	0,038	115	Маты минераловатные	надземная	2001
<b>Отпайка № 1-14</b>					

--/--	0,159	40	ППУ	бесканальная	2006
--/--	0,108	117,5	ППУ	бесканальная	2006
--/--	0,057	127,5	Маты минераловатные	бесканальная	2006
<b>Отпайка № 1-15</b>					
--/--	0,219	45	ППУ	бесканальная	2006
--/--	0,108	96,5	ППУ	бесканальная	2006
--/--	0,089	124	ППУ	бесканальная	2006
--/--	0,057	77	Маты минераловатные	бесканальная	2006
<b>Отпайка № 1-16</b>			Маты минераловатные		
--/--	0,219	151	Маты минераловатные	бесканальная	2002
--/--	0,159	119	Маты минераловатные	бесканальная	2002
--/--	0,108	127,5	Маты минераловатные	бесканальная	2002
--/--	0,089	134	Маты минераловатные	бесканальная	2002
--/--	0,076	6,5	Маты минераловатные	бесканальная	2002
--/--	0,076	85	ППУ	бесканальная	2020
--/--	0,057	325	Маты минераловатные	бесканальная	2002
--/--	0,038	125	Маты минераловатные	бесканальная	2002
<b>Магистраль с мелкими отпайками</b>					
--/--	0,426	740,5	ППУ	бесканальная	2005
	0,426	611	ППУ	бесканальная	2020
	0,426	56,5	ППУ	надземная	2014
--/--	0,219	49	ППУ	бесканальная	2005
--/--	0,108	46	ППУ	бесканальная	2005
--/--	0,108	22	ППУ	бесканальная	2020
--/--	0,089	102	Маты минераловатные	бесканальная	2005
--/--	0,076	290,5	Маты минераловатные	бесканальная	2005
--/--	0,057	452,6	Маты минераловатные	бесканальная	2000
--/--	0,057	6,5	Маты минераловатные	надземная	2000
--/--	0,038	3,5	Маты минераловатные	бесканальная	2000
<b>Всего</b>		<b>15288,78</b>			

Характеристика тепловых сетей отопления от котельной «Техснаб»

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке D н, м	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, М	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)

1	2	3	4	5	6
<b>СЦТ-2</b>					
<b>Отпайка № 2-1</b>					
--/--	0,219	175	Маты минераловатные	надземная	1998
--/--	0,159	24,5	Маты минераловатные	бесканальная	1998
--/--	0,159	158,5	Маты минераловатные	надземная	1998
--/--	0,108	196	Маты минераловатные	бесканальная	1998
--/--	0,108	274	Маты минераловатные	надземная	1998
--/--	0,076	15,5	Маты минераловатные	бесканальная	1998
--/--	0,076	22,5	ППУ	бесканальная	2019
--/--	0,076	0	Маты минераловатные	надземная	1998
--/--	0,076	10	ППУ	надземная	2019
--/--	0,057	192,5	Маты минераловатные	бесканальная	1998
--/--	0,057	37,5	ППУ	бесканальная	2019
--/--	0,057	0	Маты минераловатные	надземная	1998
--/--	0,057	73,5	ППУ	надземная	2019
--/--	0,057	84,5	ППУ	надземная	2013
--/--	0,045	135	Маты минераловатные	бесканальная	1998
--/--	0,045	28,5	ППУ	бесканальная	2019
--/--	0,045	27	Маты минераловатные	надземная	1998
--/--	0,045	16	ППУ	надземная	2020
--/--	0,038	186	Маты минераловатные	бесканальная	1998

--/--	0,038	132,5	Маты минераловатные	надземная	1998
<b>Отпайка № 2-2</b>					
--/--	0,273	120	ППУ	бесканальная	2004
--/--	0,219	9,5	ППУ	бесканальная	2006
--/--	0,219	13	ППУ	надземная	2006
	0,219	257,5	ППУ	надземная	2017
--/--	0,159	76,5	ППУ	бесканальная	2006
--/--	0,80	122,5	ППУ	бесканальная	2014
--/--	0,108	514	ППУ	надземная	2006
--/--	0,076	166,5	Маты минераловатные	бесканальная	2006
--/--	0,057	244,5	Маты минераловатные	бесканальная	2006
	0,057	56,5	ППУ		2014
	0,057	46	ППУ		2017
--/--	0,057	91,5	Маты минераловатные	надземная	2006
--/--	0,045	95	Маты минераловатные	бесканальная	2006
--/--	0,045	28,5	Маты минераловатные	надземная	2006
	0,045	42	ППУ		2014
--/--	0,038	39	Маты минераловатные	бесканальная	2006
--/--	0,038	218	Маты минераловатные	надземная	2006
<b>Отпайка № 2-3</b>					
--/--	0,219	91	ППУ	бесканальная	2003
--/--	0,159	0	ППУ	бесканальная	2003
	0,159	246,5	ППУ		2017
--/--	0,108	37	Маты минераловатные	бесканальная	2003
--/--	0,076	89	Маты минераловатные	бесканальная	2003
	0,076	52	ППУ		2017
--/--	0,057	84	Маты минераловатные	бесканальная	2003
	0,89	52	ППУ	бесканальная	2017
	0,057	78,5	ППУ		2017
	0,057	4,5	ППУ		2017
--/--	0,045	109	Маты минераловатные	бесканальная	2003



<b>Отпайка № 2-4</b>					
--/--	0,159	0	Маты минераловатные	бесканальная	1998
	0,159	160,5	ППУ		2017
--/--	0,108	0	Маты минераловатные	бесканальная	1998
	0,108	51	ППУ		2017
--/--	0,057	0	Маты минераловатные	бесканальная	1998
	0,057	60,5	ППУ		2017
--/--	0,045	0	Маты минераловатные	бесканальная	1998
	0,057	76	ППУ	бесканальная	2017
--/--	0,032	12	ППУ		2017
<b>Отпайка № 2-5</b>					
--/--	0,219	42	ППУ	бесканальная	2006
--/--	0,108	98	ППУ	бесканальная	2006
--/--	0,057	219	ППУ	бесканальная	2006
<b>Отпайка № 2-6</b>					
--/--	0,219	66	Маты минераловатные	бесканальная	2000
--/--	0,159	13,5	Маты минераловатные	бесканальная	2000
--/--	0,108	24	Маты минераловатные	бесканальная	2000
--/--	0,057	51,5	Маты минераловатные	бесканальная	2000
<b>Отпайка № 2-7</b>					
--/--	0,159	36,5	ППУ	бесканальная	2006
--/--	0,108	380,5	ППУ	бесканальная	2006
--/--	0,076	86	Маты минераловатные	бесканальная	2006
--/--	0,057	158,5	ППУ	бесканальная	2006
<b>Отпайка № 2-8</b>					
--/--	0,159	0	Маты минераловатные	бесканальная	1997
	0,159	99	ППУ	бесканальная	2018
--/--	0,108	61	Маты минераловатные	бесканальная	1997
--/--	0,108	10	Маты минераловатные	надземная	1997
--/--	0,089	0	Маты минераловатные	бесканальная	1997
	0,089	118,5	ППУ	бесканальная	2018
<b>Отпайка № 2-9</b>					
--/--	0,325	56,5	ППУ	бесканальная	2008
--/--	0,219	103,5	ППУ	бесканальная	2008
--/--	0,159	92	Маты минераловатные	бесканальная	2008
--/--	0,108	0	Маты минераловатные	бесканальная	1999
	0,108	14	ППУ	бесканальная	2017

	0,108	46	ППУ		2014
	0,108	76	ППУ	бесканальная	2013
	0,108	11,5	ППУ	бесканальная	2017
--/--	0,108	0	Маты минераловатные	бесканальная	1999
	0,108	65,5	ППУ		2017
--/--	0,089	39,5	Маты минераловатные	бесканальная	1999
	0,089	75	ППУ	бесканальная	2017
	0,089	34	ППУ		2014
--/--	0,076	108,5	Маты минераловатные	бесканальная	1999
	0,076	106,5	ППУ		2017
	0,076	52,5	ППУ		2014
	0,076	60	ППУ	бесканальная	2013
--/--	0,057	210,5	Маты минераловатные	бесканальная	1999
	0,057	65	ППУ		2017
	0,057	187,5	ППУ		2014
	0,057	138	ППУ	бесканальная	2013
--/--	0,057	33,5	Маты минераловатные	надземная	1999
--/--	0,045	82	Маты минераловатные	бесканальная	1999
--/--	0,045	3,5	Маты минераловатные	надземная	1999
--/--	0,038	137	Маты минераловатные	бесканальная	1999
<b>Отпайка № 2-10</b>					
--/--	0,159	60	Маты минераловатные	бесканальная	2000
--/--	0,108	82,5	Маты минераловатные	бесканальная	2000
--/--	0,089	26,5	Маты минераловатные	бесканальная	2000
--/--	0,076	33	Маты минераловатные	бесканальная	2000
--/--	0,057	342,5	Маты минераловатные	бесканальная	2000
<b>Отпайка № 2-11</b>					
--/--	0,219	73	Маты минераловатные	бесканальная	2009
--/--	0,108	117	Маты минераловатные	бесканальная	1998
--/--	0,089	38	Маты минераловатные	бесканальная	1998
	0,089	38	ППУ	бесканальная	2018
--/--	0,057	90	Маты минераловатные	бесканальная	1998
	0,057	84,5	ППУ		2018
	0,057	143	ППУ	бесканальная	2020
<b>Магистраль с мелкими отпайками</b>					
--/--	0,426	1484	ППУ	бесканальная	2003

	0,426	469	ППУ	бесканальная	2019
--/--	0,325	38	ППУ	бесканальная	2003
--/--	0,219	48	Маты минераловатные	бесканальная	1997
--/--	0,057	362,3	Маты минераловатные	бесканальная	1997
--/--	0,038	46	Маты минераловатные	бесканальная	1997
	<b>0,219</b>	947,6	ППУ	надземная	2013
<b>Всего</b>		<b>12917,9</b>			

Характеристика тепловых сетей отопления от котельной «Техснаб»

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , м	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, М	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
1	2	3	4	5	6
<b>СЦТ-3</b>					
<b>Отпайка № 3-1</b>					
--/--	0,159	117	ППУ	бесканальная	2004
--/--	0,108	144	ППУ	бесканальная	2002
	0,108	74,5	ППУ		2014
--/--	0,089	79,5	Маты минераловатные	бесканальная	2002
--/--	0,089	196	ППУ	бесканальная	2020
	0,089	91	ППУ		2014
--/--	0,076	311	Маты минераловатные	бесканальная	2001
--/--	0,076	42,5	ППУ	бесканальная	2019
--/--	0,057	137	Маты минераловатные	бесканальная	2000
	0,057	344,5	ППУ		2014
--/--	0,045	322,5	Маты минераловатные	бесканальная	2000
--/--	0,045	18	ППУ	бесканальная	2019
--/--	0,038	134,5	Маты минераловатные	бесканальная	2000
--/--	0,032	17,5	Маты минераловатные	надземная	2000

Отпайка № 3-2					
--/--	0,219	189	ППУ	бесканальная	2005
--/--	0,219	280	ППУ	надземная	2005
--/--	0,108	658	ППУ	бесканальная	2005
--/--	0,108	95	ППУ	надземная	2005
--/--	0,089	0	Маты минераловатные	бесканальная	1998
--/--	0,089	51,5	ППУ	бесканальная	2019
--/--	0,076	0	Маты минераловатные	бесканальная	1998
--/--	0,076	14	ППУ	бесканальная	2019
--/--	0,057	441,5	Маты минераловатные	бесканальная	2005
--/--	0,057	66	Маты минераловатные	надземная	2005
--/--	0,038	60	Маты минераловатные	бесканальная	2005
<b>Всего</b>		<b>3884,5</b>			

4.1.1 Исходных данные по характеристике водяных тепловых сетей на балансе АО "АМЖКУ» от котельной "Варьеган"

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , м	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, М	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
1	2	3	4	5	6
<b>СЦТ-1</b>					
<b>Отпайка №-1</b>					
	0,219	240	ППУ	бесканальная	1997
	0,219	14	ППУ	бесканальная	2017
	0,219	39	ППУ	бесканальная	2017
	0,219	208	ППУ	надземная	2003
	0,219	130	ППУ	надземная	2017
	0,219	140	ППУ	надземная	2017
	0,108	4	ППУ	бесканальная	2003
	0,108	33	ППУ	бесканальная	2017
	0,108	2	ППУ	надземная	2001

	0,108	58	ППУ	надземная	2017
	0,089	9	Маты минераловатные	бесканальная	2006
	0,089	57	Маты минераловатные	надземная	2006
	0,076	22,5	Маты минераловатные	бесканальная	2001
	0,076	77	ППУ		2018
	0,057	96,5	Маты минераловатные	бесканальная	2001
	0,057	12	ППУ		2018
	0,045	0	Маты минераловатные	бесканальная	2000
	0,045	2	ППУ	бесканальная	2020
	0,045	109	Маты минераловатные	надземная	2000
	0,045	26	Маты минераловатные	надземная	2017
	0,038	9	Маты минераловатные	надземная	2002
<b>Отпайка № 2</b>					
	0,108	101	ППУ		2014
	0,108	12	Маты минераловатные	надземная	1998
	0,089	75	Маты минераловатные	надземная	1998
	0,076	20	Маты минераловатные	бесканальная	1998
	0,076	50	Маты минераловатные	надземная	1998
	0,057	0	Маты минераловатные	бесканальная	1998
	0,057	57	ППУ	бесканальная	2020
	0,045	0	Маты минераловатные	бесканальная	1998
	0,045	36	ППУ	бесканальная	2020

	0,045	45	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,038	52	Маты минераловатные	надземная	2003
<b>Отпайка № 3</b>					
	0,108	311	ППУ	бесканальная	2014
	0,076	158	Маты минераловатные	бесканальная	2000
	0,076	8	ППУ		2018
	0,057	53	Маты минераловатные	бесканальная	2000
<b>Отпайка № 4</b>					
	0,159	174	ППУ	бесканальная	2011
	0,108	142	ППУ	бесканальная	2011
	0,076	162	ППУ	бесканальная	2011
	0,057	44	ППУ	бесканальная	2011
	0,045	15	Маты минераловатные	бесканальная	2006
<b>Отпайка № 5</b>					
	0,219	21	ППУ	надземная	2003
	0,159	97	ППУ	бесканальная	2014
	0,108	193	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,108	40	ППУ	надземная	2019
	0,108	60	ппу	бесканальная	2014
	0,076	37	Маты минераловатные	бесканальная	2003
	0,076	0	ППУ		
	0,057	34	Маты минераловатные	бесканальная	2003
	0,057	0	ППУ		
	0,057	177	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,057	0	ППУ		
	0,045	37	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,045	0	ППУ		
	0,038	237	Маты минераловатные	надземная	2003

	0,038	0	ППУ		
<b>Отпайка № 6</b>					
	0,219	31	Маты минераловатные	надземная	2001
	0,076	5	Маты минераловатные	бесканальная	2003
	0,076	47	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,057	0	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,057	44	ППУ	надземная	2020
	0,045	0	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,045	10	ППУ	надземная	2020
	0,038	0	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,038	145	ППУ	надземная	2020
<b>Отпайка № 7</b>					
	0,108	25	Маты минераловатные	бесканальная	2002
	0,108	0	ППУ		
	0,108	136	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,108	0	ППУ		
	0,076	16	Маты минераловатные	бесканальная	2003
	0,076		ППУ		
	0,076	269	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,076	0	ППУ		
	0,057	207	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,057	0	ППУ		
	0,045	140	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,038	269	Маты минераловатные	надземная	2003

<b>Отпайка № 8</b>					
	0,219	0	Маты минераловатные	бесканальная	2002
	0,219	30,5	ППУ		2018
	0,219	88	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,219	18	ППУ		2018
	0,108	53	Маты минераловатные	бесканальная	2003
	0,108	129	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,089	0	Маты минераловатные	бесканальная	2003
	0,089	30	ППУ		2018
	0,089	239	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,089	0	ППУ		
	0,076	0	Маты минераловатные	бесканальная	2003
	0,076	30	ППУ		2018
	0,076	282	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,057	0	Маты минераловатные	бесканальная	2003
	0,057	20	ППУ		2018
	0,057	165	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,057	0	ППУ		
	0,045	10	Маты минераловатные	бесканальная	2003
	0,045	302	Маты минераловатные	надземная	2003
	0,045	0	ППУ		
	0,038	35	Маты минераловатные	надземная	2003
<b>Отпайка № 9</b>					



	0,159	69	Маты минераловатные	надземная	2001
	0,108	0	Маты минераловатные	бесканальная	2001
	0,108	26,5	ППУ		2018
	0,108	96	Маты минераловатные	надземная	2001
	0,089	0	Маты минераловатные	бесканальная	2001
	0,089	15	ППУ		2018
	0,089	103	Маты минераловатные	надземная	2001
	0,076	0	Маты минераловатные	бесканальная	2001
	0,076	39	ППУ		2018
	0,076	193	Маты минераловатные	надземная	2001
	0,057	0	Маты минераловатные	бесканальная	2001
	0,057	10	ППУ	бесканальная	2020
	0,057	118	Маты минераловатные	надземная	2001
	0,045	99	Маты минераловатные	надземная	2001
	0,038	22	Маты минераловатные	надземная	2001
	0,038	98	ППУ	надземная	2020
	0,057	87	Маты минераловатные	надземная	2013
Всего		<b>7468,1</b>			

## **2. Техническая инвентаризация имущества, включая натурное, визуально-измерительное обследование и инструментальное обследование объектов теплоснабжения**

На основании камерального обследования, в свою очередь, была проведена техническая инвентаризация, включающая в себя натурное, визуальное и инструментальное обследование объектов.

Результаты технической инвентаризации подтверждают информацию, полученную в ходе камерального обследования.

Пообъектная характеристика системы теплоснабжения по результатам технического обследования, технической инвентаризации представлена для следующих объектов:

1. Котельная «Центральная» по ул. Центральная, 100
2. Котельная «Техснаб», ул. Техснаб, 105А
3. Котельная Варьеган, ул. Центральная, 18
4. Сети теплоснабжения гп. Новооганск

### **2.1. Котельная «Центральная» по ул. Центральная, 100**

Тип прокладки тепловой сети – двухтрубная, система теплоснабжения закрытая.

Котельная «Центральная» (ул. Центральная, 100), блочно-модульная котельная общей площадью – 300,2 м<sup>2</sup>. Система теплоснабжения двухконтурная. Обеспечение загрузки 48 %.

Котельная оснащена следующей автоматикой:

- блоки «БАРС» обеспечивают срабатывание автоматики безопасности котлов, выдачу аварийной звуковой сигнализации и световой индикации на табло аварийной сигнализации.

- Управление тягодутьевыми механизмами осуществляется при помощи «БАРС».

- На сетевых насосах установлены ЧРП (кроме котельной ВМУ)

- Узлы учета тепловой энергии, подаваемой в сеть потребителю, находятся в нерабочем состоянии.

Газомазутная котельная осуществляют подачу тепла только на отопление по двухконтурной схеме. Первый контур - «котёл - подогреватель сетевой воды», второй контур - «подогреватель сетевой воды - потребитель».

Характеристика сетевой воды (II контур):

Теплоноситель (горячая вода) потребителю подается по двухтрубной закрытой схеме с параметрами:

- температура в прямом трубопроводе теплосети  $T_1=95^{\circ}\text{C}$ ;

- температура в обратном трубопроводе теплосети  $T_2=70^{\circ}\text{C}$ ;
- давление в прямом трубопроводе теплосети  $P_1=6,0 \text{ кгс/ см}^2$ ;
- давление в обратном трубопроводе теплосети  $P_2=2,0 \text{ кгс/ см}^2$ ;
- располагаемый напор  $\Delta P=2,5 \text{ кгс/см}^2$ .
- основное топливо – попутный нефтяной газ

Циркуляция и транспортировка теплоносителя в тепловой сети осуществляется сетевыми насосами наружного контура.

Перечень основного оборудования представлена в таблице 7, перечень вспомогательного оборудования представлена в таблице 8.

Таблица 7. Перечень основного оборудования котельной «Центральная»

Марки установленных котлов	Режим работы котлов(водогрейный паровой, ГВС)	КПД котлов, %	Удельный расход условного топлива, кг.у.т/Гкал	Мощность котлов, МВт	Количество котлов	Срок службы котлов, лет	Нормативный срок службы, лет	Основной вид топлива	Резервный вид топлива
КВСА-7,5 № 1	водогрейный	93,07	153,5	7,5	1	10	15	попутный газ	нефть
КВСА-7,5 № 2	водогрейный	92,95	153,7	7,5	1	10	15	попутный газ	нефть
КВСА-7,5 ГМ № 3	водогрейный	93,05	153,53	7,5	1	10	15	попутный газ	нефть
КВСА-7,5 ГМ № 4	водогрейный	93,0	153,61	7,5	1	10	15	попутный газ	нефть
<b>Всего</b>		<b>93,02</b>	<b>153,59</b>	<b>30</b>	<b>4</b>				

Таблица 8. Перечень вспомогательного оборудования котельной «Центральная»

Наименование	Марка	Количество, шт.	Коэф. спроса	Срок службы нормативный, лет	Срок службы фактически, лет	Потребление электроэнергии, кВт/ч.
Деаэратор	BC 080 F	2	0,8	15	15	

Теплообменник пластинчатый	Машинпэкс NT 150LHV/B-10/119	4	0,8	15	15	
Насос сетевой I контура	GRUNDFOS: NB 125-250/249 A-F2-A-BAQE Q 255,5 м <sup>3</sup> / h , n – 1470 об/м	3	0,8	10	4	193939 ( в работе 2 насоса, 1 в резерве)
Электродвигатель	GMC2180M 4 B35 18,5 KW	3	0,8	10	4	
Насос сетевой II контура	GRUNDFOS ВЕНГРИЯ NBG250-200-400/364 X-F2-A-BAQE Model A99167389P3163 90003 Q – 590.1 м <sup>3</sup> /ч N - 1490 /min <sup>-1</sup> H – 41.7 p/t -16/120 bar/C° GMC2 280M-4B35 90 KW 1490 об/мин.; model MMG:280MA	3	0,8	10	4	943488 ( в работе 2 насоса, 1 в резерве)
Электродвигатель		3	0,8	10	4	
Рециркуляционный насос	DAV CM125/1500T	4	0,8	10	15	44029
Электродвигатель	DAV 8,4 кВт 1450 об/мин	4	0,8	10	15	
Насос жидкого топлива	MEZ 7AA112M02	4	0,1	10	15	7076
прикотловые	MEZ 5,4 кВт 2905 об/мин	4	0,1	10	15	
Электродвигатель						
Насос пожарный	DAV 400- 1000 L/1'	2	0,1	10	15	3604
Электродвигатель	MARELLI MOTORI 5,5 KW n – 2910 об/мин					
Вытяжная вентиляция	0,75 KW 2820 об/мин	2	1		15	9828
Электродвигатель						
Приточная вентиляция	УРАЛЭЛЕКТРО 5,5 KW 1455 об/мин.	2	0,8		15	10483
Электродвигатель						
Газовая горелка	КР 1025 MN.PR.S.RU.A.8 .80	4	0,8	10	15	193939

Электродвигатель	Эл. Мощность 73 KW 18,5 KW					
Комплекс водоподготовки	ДИКМА «Комплексон – 6»	1	1	15	12	

В ходе проведения технической инвентаризации, выявлен ряд мероприятий, направленных на повышение качественной и бесперебойной работы котельной:

1. Проведение работ по полной замене электрооборудования и автоматики котельной.
2. Установка приборов учета тепловой энергии.
3. Провести замеры толщины стенок трубы трубопроводов системы отопления внутри котельной.
4. Провести замена осветительных устройств с использованием светодиодов.

## **2.2. Котельная «Техснаб» по ул. Техснаб, 105А**

Котельная «Техснаб» (ул. Техснаб, 105 а), блочно-модульная котельная общей площадью – 300,6 м<sup>2</sup>. Система теплоснабжения двухконтурная. Обеспечение загрузки 53,5 %.

Котельная оснащена следующей автоматикой:

- блоки «БАРС» обеспечивают срабатывание автоматики безопасности котлов, выдачу аварийной звуковой сигнализации и световой индикации на табло аварийной сигнализации.

- Управление тягодутьевыми механизмами осуществляется при помощи «БАРС».

- На сетевых насосах установлены ЧРП.

- Узлы учета тепловой энергии, подаваемой в сеть потребителю, находятся в нерабочем состоянии.

Газомазутная котельная п.г.т. Новоаганск осуществляют подачу тепла только на отопление по двухконтурной схеме. Первый контур - «котёл - подогреватель сетевой воды», второй контур - «подогреватель сетевой воды - потребитель».

Характеристика сетевой воды (II контур):

Теплоноситель (горячая вода) потребителю подается по двухтрубной закрытой схеме с параметрами:

- температура в прямом трубопроводе теплосети  $T_1=95^{\circ}\text{C}$ ;
- температура в обратном трубопроводе теплосети  $T_2=70^{\circ}\text{C}$ ;
- давление в прямом трубопроводе теплосети  $P_1=6,0 \text{ кгс/ см}^2$ ;
- давление в обратном трубопроводе теплосети  $P_2=2,0 \text{ кгс/ см}^2$ ;
- располагаемый напор  $\Delta P=2,5 \text{ кгс/см}^2$ .

Циркуляция и транспортировка теплоносителя в тепловой сети осуществляется сетевыми насосами наружного контура.

Перечень основного оборудования представлена в таблице 9, перечень вспомогательного оборудования представлена в таблице 10.

Таблица 9. Перечень основного оборудования котельной

Марки установленных котлов	Режим работы котлов(водогрейный паровой, ГВС)	КПД котлов, %	Удельный расход условного топлива, кг.у.т/Гкал	Мощность котлов, МВт	Количество котлов	Срок службы котлов, лет	Нормативный срок службы, лет	Основной вид топлива	Резервный вид топлива
КВСА-7,5 ГМ № 1	водогрейный	93,04	153,55	7,5	1	15	10	Попутный нефтяной газ	нефть
КВСА-7,5 ГМ № 2	водогрейный	93,13	153,4	7,5	1	15	10	Попутный нефтяной газ	нефть
КВСА-7,5 ГМ № 3	водогрейный	93,17	153,33	7,5	1	15	10	Попутный нефтяной газ	нефть
КВСА-7,5 ГМ № 4	водогрейный	93,09	153,47	7,5	1	15	10	Попутный нефтяной газ	нефть
<b>Всего</b>		<b>93,51</b>	<b>152,78</b>	<b>30</b>	<b>4</b>				

Таблица 10. Перечень вспомогательного оборудования котельной «Техснаб»

Наименование	Марка	Количество, шт.	Коэф. спроса	Срок службы нормативный, лет	Срок службы фактический, лет	Потребление электроэнергии, кВт/ч.
Деаэратор	DC 080 F	2	0,8	15	15	

Теплообменник пластинчатый	МАШИМПТЭКС NT150LHV/B-10/119	4	0,8	15	15	
Насос сетевой I контура	GRUNDFOS: NB 125-250/249 A-F2-A-BAQE Q 255,5 м³ / h , n – 1470 об/м Н – 17,7 м. p/t-16/120 bar/c°	3	0,8	10	5	193939( в работе 2 насоса, 1 в резерве)
Электродвигатель	GMC2180M 4 B35 18,5 KW	3	0,8	10	5	
Насос сетевой II контура	GRUNDFOS ВЕНГРИЯ NBG250-200-400/364 A-F-A-BAQE Model A97920508P3151 00002 Q – 590.1 м³/ч N – 1490 /min <sup>-1</sup> Н –41.7 p/t -16/120 bar/C° ηp 86.1% об/мин	3	0,8	10	5	943488( в работе 2 насоса, 1 в резерве)
Электродвигатель	GMC2 280M-4B35 90 KW 1490 об/мин.; model MMG:280MA					
Подпиточный насос	GRUNDFOS TP 32-460/2 A-F-A-BAQE\$ modelA96086771 P217270001 n- 2920 об/мин. Q-20,665 м³/h ; H35.68 m MC112MC2-28FF215-H3 ; 4Kw; n – 2920 об/мин	2	0,8	10	15	20966
Электродвигатель		2	0,8	10	15	
Рециркуляционный насос	DAV CM125/1500T	4	0,8	10	15	44029
Электродвигатель	DAV 8,4 кВт 1450 об/мин	4	0,8			
Насос жидкого топлива	MEZ 7AA112M02	4	0,1	10	15	7076
Электродвигатель	MEZ 5,4 кВт 2905 об/мин	4	0,1	10	15	
Насос пожарный	DAV 400- 1000 L/1'	2	0,1	10	15	3604
Электродвигатель	MARELLI					

атель	МОТОРИ 5,5 KW n – 2910 об/мин					
Вытяжная вентиляция Электродвигатель	0,75 KW 2820 об/мин	2	1		15	9828
Приточная вентиляция Электродвигатель	УРАЛЭЛЕКТРО 5,5 KW 1455 об/мин.	2	0,8		15	10483
Газовая горелка  Электродвигатель	КР 1025 MN.PR.S.RU.A.8 .80 Эл. Мощность 73 KW 18,5 KW	4	0,8	10	15	193939
Комплекс водоподготовки	ДИКМА «Комплексон – 6»	1	1	15	15	

В ходе проведения технической инвентаризации, выявлен ряд мероприятий, направленных на повышение качественной и бесперебойной работы котельной:

5. Проведение работ по полной замене электрооборудования и автоматики котельной.
6. Установка приборов учета тепловой энергии.
7. Провести замеры толщины стенок трубы трубопроводов системы отопления внутри котельной.
8. Провести замена осветительных устройств с использованием светодиодов.

### **2.3. Котельная «ВМУ» по ул. Первомайская, 101 А**

Котельная «ВМУ» (ул. Первомайская, зд.101 А), блочно-модульная котельная общей площадью – 360 м<sup>2</sup>. Система теплоснабжения двухконтурная. Обеспечение загрузки 0 % (котельная находится в резерве, тепловая нагрузка подключена к котельной «Техснаб»).

Котельная «ВМУ» находится в резерве.

В связи с тем, что котельная не эксплуатируется с октября 2013 года, и по настоящее время не эксплуатируется, а тепловая нагрузка теплоносителя переведена на котельную «Техснаб», предлагается законсервировать котельную.

### **2.4. Котельная с.Варьеган по ул. Центральная, 18**

Теплоснабжение на нужды отопления с. Варьеган осуществляется новой газовой котельной «Варьёган» (ул. Центральная-18). Разрешение на ввод



объекта в эксплуатацию от 15.07.2019 г. № 86 гу 86504101-13-2019 . Договор аренды муниципального имущества пгт. Новооганск от 28 ноября 2019 года.

Котельная «Варьеган» (ул. Центральная, 18), автоматизированная блочно-модульная котельная общей площадью – 229,32 м<sup>2</sup>. Теплоснабжение осуществляется по двухтрубной схеме. Обеспечение загрузки 43,4 %.

Сведения об основном и вспомогательном оборудовании котельной «Варьеган» представлены в таблицах 7.8.

- Котлоагрегаты LAVART оборудованы блоками автоматического регулирования типа «LAVART» предназначен для автоматического управления водогрейным котлом с горелками, работающими на попутном нефтяном газе – дизельное топливо (резервное топливо).

- в котельной организован учет тепла при помощи теплосчетчика и расходомеров электромагнитных : ПРЭМ.

Газовая котельная с. Варьеган работает по двухконтурной схеме - «сетевой насос - котёл- потребитель».

Теплоноситель (горячая вода) потребителю подается по двухтрубной закрытой схеме с параметрами:

Первый контур - «котёл - подогреватель сетевой воды», второй контур - «подогреватель сетевой воды - потребитель».

Характеристика сетевой воды (II контур):

Теплоноситель (горячая вода) потребителю подается по двухтрубной закрытой схеме с параметрами:

-температура в прямом трубопроводе теплосети T1=95°С;

-температура в обратном трубопроводе теплосети T2=70°С;

-давление в прямом трубопроводе теплосети P1=5,0 кгс/ см<sup>2</sup>;

-давление в обратном трубопроводе теплосети P2=3,0 кгс/ см<sup>2</sup>;

- располагаемый напор Δ P=2,5 кгс/см<sup>2</sup>.

Циркуляция и транспортировка теплоносителя в тепловой сети осуществляется сетевыми насосами наружного контура.

Перечень основного оборудования представлена в таблице 11, перечень вспомогательного оборудования представлена в таблице 12.

Таблица 11. Перечень основного оборудования газовой котельной «Варьеган»

Марки установленных котлов	Режим работы котлов(водогрейный паровой, ГВС)	КПД котлов, %	Удельный расход условного топлива, кг.у.т/Гкал	Мощность котлов, МВт	Количество котлов	Срок службы котлов, лет	Нормативный срок службы, лет	Основной вид топлива	Резервный вид топлива
LAVART 3 P № 1	водогрейный	93,29	153,14	2,58	1	1	25	Попутный нефтяной газ	дизельное
LAVART 3 P № 2	водогрейный	93,34	153,06	2,58	1	1	25	Попутный нефтя	дизельное

								ной газ	
LAVART 2 P № 3	водогрейный	92,79	153,96	1,72	1	1	25	Попутный нефтяной газ	дизельное
<b>Всего</b>		<b>93,14</b>	<b>153,39</b>	<b>6,88</b>	<b>3</b>				

Таблица 12. Перечень вспомогательного оборудования газовой котельной «Варьеган»

Наименование	Марка	Количество, шт.	Коэф. спроса	Срок службы нормативный, лет	Срок службы фактически, лет	Потребление электроэнергии, кВт/ч.
Теплообменник пластинчатый	РИДАН НН №62	3	1	25	1	
Водоподготовка (установка умягчения непрерывного действия)	HIDROTECH SDC 2469-V125CIDM	1	1	25	1	
Насос циркуляционный котлового контура Электродвигатель	Grundfos TP 125-130/4-A-F-A-BAQE 5,5 кВт	3	0,8	10	1	57658 (2 рабочих, 1-в резерве)
Насос циркуляционный сетевого контура Электродвигатель	Grundfos NB 100-315/334-A-F2-A-BAQE, 30 кВт	3	0,8	10	1	314496 (2 рабочих, 1-в резерве)
Горелка комбинированная (газ/дизель) Электродвигатель	«Cib Unigas» HR93A MG.PR.S.RU.A.8 .50.EC 9,1 кВт	2	0,7		1	41736
Горелка комбинированная (газ/дизель) Электродвигатель	«Cib Unigas» HR91A MG.PR.S.RU.A.8 .50.EC 5,6 кВт	1	0,7		1	25684
Вентилятор осевой общего	АО «НПО Тепломаш» ВО-5	3	0,9		1	13622

назначения Электродвигатель	0,77 кВт					
--------------------------------	----------	--	--	--	--	--

В ходе проведения технической инвентаризации, мероприятия для повышения качественной и бесперебойной работы котельной не выявлены

## **2.5. Сети теплоснабжения городского поселения Новоаганск**

Регулирование отпуска теплоты от котельных осуществляется только на нужды отопления по температурному графику 95/70 °С.

Системы отопления подключаются к тепловым сетям по зависимой безэлеваторной схеме. По отношению к котельным системы отопления подключены по независимой схеме.

Магистральные тепловые сети п.г.т. Новоаганск суммарной протяженностью 5775 м проложены подземно бесканально.

Общая протяженность трубопроводов тепловых сетей на отопление зданий и сооружений в г.п. Новоаганск составляет 39559 м.

В тепловых сетях котельных используются трубопроводы различных диаметров от Ду 38 мм до Ду 426 мм.

Тепловые сети на отопление зданий и сооружений с. Варьёган диаметром от 38 мм до 219 мм протяженностью 7460 м, проложены подземно бесканально и надземно.

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

Компенсация тепловых удлинений трубопроводов осуществляется П-образными и сильфонными компенсаторами, углами поворотов трассы и переходами через дороги.

Тепловая изоляция как надземных, так и подземных бесканальных трубопроводов выполнена из пенополиуретана, а также минеральной ваты, наружная поверхность которой защищена металлическими кожухами из оцинкованных листов или полимерной лентой ПВХ.

Изоляция тепловых сетей на ответвлениях от магистральной сети выполнена аналогично магистральным. Прокладка выполнена в двухтрубном исполнении.

Параметры тепловых сетей котельных приведены в таблице 13.

## Характеристика тепловых сетей

Таблица 13

1	Наименование котельной	Общая протяженность тепловых сетей (в двухтрубном исполнении), км	из них (в двухтрубном исполнении), км				Протяженность ветхих тепловых сетей (в двухтрубном исполнении), км	Износ тепловых сетей, %
			муниципальные	ведомственные	в ППУ исполнении	стальные		
2	3	4	5	6	7	8	9	
1	Центральная	15,289	1,784	13,505	12,3	2,99	1,745	11,41
2	Техснаб	12,918	5,351	7,567	9,781	3,137	1,474	11,41
3	ВМУ	3,885	0	3,885	2,909	0,975	0,444	11,41
	<b>Всего п.г.т Новооганск</b>	32,091	7,135	24,956	24,989	7,102	3,663	11,41
4	с. Варьеган	7,468	7,468	0	3,512	3,956	0,67	9
<b>Итого по АО «АМЖКУ»</b>		39,559	14,603	24,956	28,501	11,058	4,333	10,95

В ходе проведения технической инвентаризации, было выявлено, что в связи с демонтажом жилых домов по ул. Первомайская, на данном участке не предполагается замена участков сети теплоснабжения.

Провести работы по замене внутриквартальных сетей теплоснабжения подземной теплотрассы протяженностью 4,452 км:

1. Замена внутриквартальных сетей ТВС от ул.Новая 16 до ул. Центральная д.7А, протяженностью 395 пм в пгт. Новоаганск.

2. Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Энтузиастов д.6 - ул. Энтузиастов д.7, протяженностью 140 пм в пгт. Новоаганск.

3. Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Энтузиастов д.4 до ул. Энтузиастов д.2, протяженностью 240 пм в пгт. Новоаганск.

4. Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Лесная д.4 до ул. Лесная д.12, протяженностью 660 пм в пгт. Новоаганск.

5. Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Транспортная д.3 до ул. Транспортная д.12, протяженностью 180 пм в пгт. Новоаганск.

6. Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул.Мира д.14 до ул. Мира д.18, протяженностью 380 пм в пгт. Новоаганск.

7. Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Техснаб зд.101, протяженностью 230 пм в пгт. Новоаганск.

8. Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. 70 лет Октября зд.25 до ул. Береговая д.6, протяженностью 450 пм в пгт. Новоаганск.

9. Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения по ул. Речников, протяженностью 80 пм в пгт. Новоаганск.

10. Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Озерная д.79 до ул. Транспортная д.2, протяженностью 292 пм в пгт. Новоаганск.

11. Замена надземных магистральных сетей от котельной "Техснаб" до ул.Танюхина, протяженностью 410 пм в пгт. Новоаганск.

12. Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Береговая д.9, протяженностью 60 пм в пгт. Новоаганск.

13. Замена магистральных сетей ТВС по ул.Центральная в с.Варьеган, протяженностью 290 пм.

14. Замена внутриквартальных сетей ТВС от ТК до ул.Центральная д.16 в с.Варьеган, протяженностью 25 пм.

15. Замена внутриквартальных сетей ТВС от ТК до ул.Набережная д.4 в с.Варьеган, протяженностью 110 пм.

16. Замена внутриквартальных сетей ТВС от ТК до ул.Центральная д.21 (СДК) в с.Варьеган, протяженностью 110 пм.

### **3. Мероприятия по модернизации и реконструкции системы теплоснабжения городского поселения Новоаганск**

В результате проведения камерального обследования источников тепловой энергии и сетей теплоснабжения, а также технической инвентаризации имущества, включая натурное, визуально-измерительное обследование и инструментальное обследование объектов теплоснабжения, был выделен ряд мероприятий, направленных на более эффективную работу системы теплоснабжения городского поселения Новоаганск. Перечень мероприятий обследования представлен в таблице 14.

Таблица 14

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование объекта</b>	<b>Первоочередные мероприятия</b>	<b>Прочие мероприятия</b>
1	Котельная «Центральная, ул. Центральная 100	Проведение работ по полной замене электрооборудования и автоматики котельной.  Установка приборов учета тепловой энергии.  Провести замеры толщины стенок трубы трубопроводов системы отопления внутри котельной.	Приборное обследование газопроводов, протяженностью 6,022 км.  Режимная наладка котлов КВСА-7,5МВт.  Техническое освидетельствование сосудов, работающих под давлением  Провести замена осветительных устройств с

			использованием светодиодов.
Котельная «Техснаб», ул. Техснаб, 105А	<p>Проведение работ по полной замене электрооборудования и автоматики котельной.</p> <p>Установка приборов учета тепловой энергии.</p> <p>Провести замеры толщины стенок трубы трубопроводов системы отопления внутри котельной.</p>	<p>Приборное обследование газопроводов, протяженностью 6,022 км.</p> <p>Режимная наладка котлов КВСА-7,5МВт.</p> <p>Техническое освидетельствование сосудов, работающих под давлением</p> <p>Провести замена осветительных устройств с использованием светодиодов.</p>	
Котельная с.Варьеган			
Сети теплоснабжения		<p>Замена внутриквартальных сетей ТВС от ул.Новая 16 до ул. Центральная д.7А, протяженностью 395 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей теплоснабжения от ул. Энтузиастов д.6 - ул. Энтузиастов д.7, протяженностью 140 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей теплоснабжения от ул. Энтузиастов д.4 до ул. Энтузиастов д.2,</p>	

		<p>протяженностью 240 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Лесная д.4 до ул. Лесная д.12, протяженностью 660 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Транспортная д.3 до ул. Транспортная д.12, протяженностью 180 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул.Мира д.14 до ул. Мира д.18, протяженностью 380 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Техснаб зд.101, протяженностью 230 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. 70 лет Октября зд.25 до ул. Береговая д.6, протяженностью 450 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных</p>
--	--	--



			<p>сетей тепловодоснабжения по ул. Речников, протяженностью 80 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Озерная д.79 до ул. Транспортная д.2, протяженностью 292 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена надземных магистральных сетей от котельной "Техснаб" до ул.Танюхина, протяженностью 410 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Береговая д.9, протяженностью 60 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена магистральных сетей ТВС по ул.Центральная в с.Варьеган, протяженностью 290 пм.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей ТВС от ТК до ул.Центральная д.16 в с.Варьеган, протяженностью 25 пм.</p>
--	--	--	--

			<p>Замена внутриквартальных сетей ТВС от ТК до ул.Набережная д.4 в с.Варьеган, протяженностью 110 пм.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей ТВС от ТК до ул.Центральная д.21 (СДК) в с.Варьеган, протяженностью 110 пм.</p>
--	--	--	---

#### **4. Показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения городского поселения Новоаганск**

##### ***4.1. Теоретические аспекты определения показателей надежности и энергетической эффективности объектов***

Показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения состоят из двух показателей:

1. Показатели надежности объектов теплоснабжения включающие в себя:

- количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей;
- количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/ч установленной мощности.

2. Показатели энергетической эффективности включающие в себя:

- величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям;

- удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемый в коллектор источников тепловой энергии.

Понятия, применяемые при определении показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения:

Отпущенная тепловая энергия – тепловая энергия, отпущенная потребителю на границе эксплуатационной ответственности (балансовой принадлежности).

Полезный отпуск – отпуск тепловой энергии, обеспечивающий сбор необходимой валовой выручки.

Неучтенные расходы тепловой энергии – разность между объемами подаваемой воды в сеть и потребляемой (получаемой) абонентами.

Система теплоснабжения – совокупность взаимосвязанных источников теплоты, тепловых сетей и систем теплоснабжения.

Тепловая сеть – совокупность устройств, предназначенных для передачи и распределения теплоносителя и тепловой энергии.

Система теплоснабжения – комплекс тепловых энергоустановок с соединительными трубопроводами и (или) тепловыми сетями, которые предназначены для удовлетворения одного или нескольких видов тепловой нагрузки.

Источник тепловой энергии (теплоты) – теплогенерирующая энергоустановка или их совокупность, в которой производится нагрев теплоносителя за счет передачи теплоты сжигаемого топлива, а также путем электронагрева или другими способами, участвующая в теплоснабжении потребителей.

Норматив удельного расхода топлива (НУР) – максимально допустимая технически обоснованная мера потребления топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть.

Технологические потери – потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и

техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергии и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей.

Производственная вода – вода, используемая в производственном водоснабжении.

Сетевая вода – специально подготовленная вода, которая используется в водяной системе теплоснабжения в качестве теплоносителя.

Неучтенные расходы – разность между объемами подаваемой воды в водопроводную сеть и потребляемой (получаемой) абонентами.

Утечки воды – самопроизвольное истечение воды из емкостных сооружений и различных элементов водопроводной сети при нарушении их герметичности и авариях.

Показатель энергоэффективности – абсолютная или удельная величина потребления или потери энергоресурсов, установленная государственными стандартами и (или) иными нормативными техническими документами.

### **Методика выполнения расчета показателей надежности объектов теплоснабжения**

Постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 г. № 452 «Об утверждении правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений» определен порядок выполнения расчетов показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, осуществляющих централизованное теплоснабжение потребителей.

Плановые значения показателей надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых

сетей в целом по теплоснабжающим организациям ( $P_{п\text{ сети от } t_n}$ ), рассчитываются по формуле:

$$P_{п\text{ сети от } t_n} = (N_{п\text{ сети от } t_{0-1}} / L_{t_{0-1}}) * (L_{t_n} - D_{L_{зам\ t_n}}) / L_{t_n},$$

$N_{п\text{ сети от } t_{0-1}}$  - фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях, за год, мероприятий после проведения технического обследования;

$t_{0-1}$  - й год мероприятий после проведения технического обследования;  
 $t_n$  - соответствующий год реализации мероприятий после проведения технического обследования, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;

$L$  - суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров;

$D_{L_{зам\ t_n}}$  - суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году реализации мероприятий после проведения технического обследования, километров;

$L_{t_n}$  - общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении в году, соответствующем году реализации мероприятий после проведения технического обследования, километров;

$t_{0-1}$  - год, предшествующий году начала реализации мероприятий после проведения технического обследования.

Плановое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности ( $P_{п\text{ ист от } t_n}$ ), рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ист от } t_n} = (N_{\text{ист от } t_{0-1}} / M_{t_{0-1}}) * (M_{t_n} - \sum M_{\text{зам } t_n})^{M_{t_n}}$$

$N_{\text{ист от } t_{0-1}}$  - фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на источниках тепловой энергии, за год, предшествующий году начала мероприятий после проведения технического обследования;

$t_0$  - первый год мероприятий после проведения технического обследования;

$\sum M^n$  - суммарная мощность строящихся, реконструируемых и модернизируемых источников тепловой энергии, вводимых в эксплуатацию в году реализации мероприятий после проведения технического обследования;

$M$  - мощность источника тепловой энергии, Гкал/час;

$M_{t_n}$  - общая мощность источников тепловой энергии в году реализации мероприятий после проведения технического обследования;

$t_n$  - соответствующий год реализации мероприятий после проведения технического обследования, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;

$t_{0-1}$  - год, предшествующий году начала реализации мероприятий после проведения технического обследования.

### **Методика выполнения расчетов показателей энергетической эффективности объектов теплоснабжения**

- Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии

Фактическое значение показателя энергетической эффективности, определяемого удельным расходом топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, рассчитывается в соответствии с порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, установленным

федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим выработку и реализацию государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.

В соответствии с действующим законодательством, нормирование расхода топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов отопительных (производственно-отопительных котельных) организаций жилищно-коммунальной сферы производится с учетом особенностей функционирования данной отрасли.

При нормировании удельных расходов топлива применяются понятия исходно-номинального и номинального удельного расхода топлива, норматива удельных расходов топлива.

Под исходно-номинальным удельным расходом топлива понимается удельный расход топлива на отпуск тепла, рассчитанный на основе энергетических характеристик оборудования при фиксированных значениях внешних факторов.

Номинальный удельный расход топлива - это удельный расход условного топлива на отпуск тепла, рассчитанный на основе энергетических характеристик оборудования при фактических значениях внешних факторов.

Под нормативом удельных расходов топлива (далее - НУР) понимается максимально допустимая технически обоснованная мера потребления топлива на единицу отпускаемой потребителям энергии. Нормативы измеряются в граммах условного топлива на 1 киловатт-час (г/кВт.ч), килограммах условного топлива на одну гигакалорию (кг/Гкал).

НУР по организации в целом определяются на основе результатов расчетов этих показателей по котельным. Расчеты НУР выполняются для каждого из месяцев расчетного периода и в целом за весь расчетный период по результатам расчетов за каждый месяц. Работа отдельных котлов и котельных на разных видах топлива в различные периоды года учитывается при расчете

индивидуальных нормативов удельного расхода топлива в соответствующие месяцы.

НУР могут устанавливаться отдельно для различных видов топлива (газ; мазут; уголь и др.) в случаях, когда организация эксплуатирует котельные (группы котельных) на разных видах топлива в качестве основного.

- Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям

Фактическое значение показателя величины технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям рассчитывается в соответствии с порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим выработку и реализацию государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

1. Потери и затраты теплоносителя (пар, конденсат, вода) в пределах установленных норм;
2. Потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя;
3. Затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии (привод оборудования, расположенного на тепловых сетях и обеспечивающего передачу тепловой энергии).

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии разрабатываются для каждой организации, эксплуатирующей тепловые сети для передачи тепловой энергии потребителям. Разработка нормативов



технологических потерь при передаче тепловой энергии осуществляется выполнением расчетов нормативов для тепловой сети каждого объекта теплоснабжения независимо от присоединенной к ней расчетной часовой тепловой нагрузки.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии разрабатываются по следующим показателям:

- потери и затраты теплоносителей (пар, конденсат, вода);
- потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителей (пар, конденсат, вода);
- затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии.

Расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии применяется для следующих тепловых сетей:

1. Паровых, независимо от присоединенной к ним расчетной часовой тепловой нагрузки;
2. Водяных, с присоединенной к ним расчетной часовой тепловой нагрузкой менее 50 Гкал/ч (58 МВт);
3. Водяных, с присоединенной к ним расчетной часовой тепловой нагрузкой 58.6 Гкал/ч (68 МВт) и более при временном, не более одного года, отсутствии нормативных энергетических характеристик тепловых сетей на период их разработки или пересмотра.

Нормативы технологических потерь для водяных тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения разрабатываются с учетом нормативных энергетических характеристик или нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей (далее - энергетические характеристики) путем пересчета от условий, принятых при их разработке, к условиям предстоящего периода регулирования.

## 4.2. Показатели надежности объектов системы теплоснабжения

### городского поселения Новоаганск

Тура на период 2015-2018 гг.

Фактические значения показателя надежности объектов теплоснабжения городского поселения Новоаганск на 2017-2019 годы и значение показателя по данным технического обследования на 2020 год представлены в таблице 15.

Плановые значения показателей надежности объектов теплоснабжения, достижение которых предусмотрено после реализации мероприятий, выделенных по результатам технического обследования, представлены в таблице 16.

Таблица 15 - Показатели надежности объектов теплоснабжения

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Фактическое значение			Значение по данным технического обследования
			2017	2018	2019	2020
1	Количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях	ед.				
2	Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении	км	39,559	39,559	39,559	39,559
3	Значение показателя надежности объектов теплоснабжения	ед./ км				

**Таблица 16 - Показатели надежности объектов теплоснабжения**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Плановое значение				
			2021	2022	2023	2024	2025
1	Количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях	ед.					
2	Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении	км	39,559	39,559	39,559	39,559	39,559
3	Значение показателя надежности объектов теплоснабжения	ед./ км					

### 4.3 Показатели энергетической эффективности объектов теплоснабжения городского поселения Новоаганск

Фактические значения показателя энергетической эффективности объектов теплоснабжения пгт. Новоаганск и с. Варьеган на 2017-2019 годы и значение показателя по данным технического обследования на 2020 год представлены в таблице 17, 17.1.

Плановые значения показателей энергетической эффективности объектов теплоснабжения, достижение которых предусмотрено после реализации мероприятий, выделенных по результатам технического обследования, представлены в таблице 18, 18.1.

Таблица 17 пгт. Новоаганск

№ п/п	Данные используемые для измерения	Единица измерения	Фактическое значение			Значение по данным технического обследования за 9 месяцев
			2017	2018	2019	
1	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой	кг у.т./Гкал	158,41	156,42	154,86	155,55

	энергии					
2	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии	Гкал/год	10931	12803	20521	7920
3	Величина технологических потерь при передаче теплоносителя	куб.м./год	32270	24042	24915	15161

Таблица 17.1 с. Варьеган

№ п/п	Данные используемые для измерения	Единица измерения	Фактическое значение			Значение по данным технического обследования за 9 месяцев 2020
			2017	2018	2019	
1	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./Гкал	180,9	171,34	154,12	149,07
2	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии	Гкал/год	959	1538	4424	1707
3	Величина технологических потерь при передаче теплоносителя	куб.м./год	4534	4258	2556	965

Таблица 18 пгт. Новоаганск

№ п/п	Данные используемые для измерения	Единица измерения	Плановое значение				
			2021	2022	2023	2024	2025
1	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./Гкал	153,44	153,44	153,44	153,44	153,44
2	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии	Гкал/год	10840	10840	10840	10840	10840
3	Величина технологических потерь при передаче теплоносителя	куб.м./год	23212	23212	23212	23212	23212

Таблица 18.1 с. Варьеган

№ п/п	Данные используемые для измерения	Единица измерения	Плановое значение				
			2021	2022	2023	2024	2025
1	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./Гкал	148,87	148,87	148,87	148,87	148,87
2	Величина технологических потерь при передаче тепловой	Гкал/год	2116	2116	2116	2116	2116

	энергии						
3	Величина технологических потерь при передаче теплоносителя	куб.м./год	2180	2180	2180	2180	2180

Таким образом, можно сделать вывод, что реализация мероприятий, выделенных по результатам технического обследования, позволит снизить потребление энергетических ресурсов на производство тепловой энергии, тем самым сократив значение удельного расхода топлива, а также сократить уровень потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче.

### **5. Расчет экономического эффекта от реализации мероприятий по модернизации и реконструкции системы теплоснабжения городского поселения Новоаганск**

Определение эффективности заключается в корректном сопоставлении осуществленных затрат с экономическим эффектом, получаемым в результате вложения затрат. При этом, под экономическим эффектом понимается категория, характеризующая превышение результатов реализации проекта над затратами за определенный период времени.

Оценка эффективности реализации мероприятий (проекта) по модернизации и реконструкции системы теплоснабжения городского поселения Новоаганск выполняется по следующим видам:

экономическая - отражает соотношение затрат и эффекта проекта целям и интересам участников в денежной форме;

социальная - отражает соответствие затрат и социальных результатов проекта;

экологическая - отражает соответствие затрат и экологических результатов;

производственная - отражает соответствие затрат и производственных результатов проекта.

Достижение экономической эффективности имеет смысл в том случае, если проект финансово реализуем.

Финансовая реализуемость проекта - наличие достаточного количества денежных средств на всех шагах реализации проекта (расчетного периода). Таким образом, даже эффективный проект из-за временного дефицита денежных средств может оказаться несостоятельным. Поэтому, расчет эффективности проекта должен быть дополнен расчетом его финансовой реализуемости.

Реализация мероприятий позволит обеспечить жилищный фонд и объекты социального назначения городского поселения Новоаганск надежной, качественной и бесперебойной услугой теплоснабжения в необходимом количестве, а также сократить количество технологических нарушений на сетях, в результате которых приходится отключать систему. Таким образом, реализация проекта обеспечит социальный эффект.

Предусматривается замена ветхих сетей, что сократит утечки теплоносителя на сетях теплоснабжения. Таким образом, обеспечивается экологическая эффективность проекта.

Показателями производственной эффективности, достигаемыми при реализации мероприятий, являются:

- обеспечение безопасности работы системы теплоснабжения;
- сокращение энергоемкости производства;
- сокращение внепроизводственных затрат при производстве и передаче тепловой энергии.

Расчет экономического эффекта от реализации мероприятий по модернизации и реконструкции системы теплоснабжения городского поселения представлен в таблице 19.

Таблица 19

№ п/п	Показатели	Экономический эффект	
		натуральные единицы	тыс.руб.
1	Объем инвестиций (ОИ) на реализацию мероприятий, в т.ч.:		
1.1.	Котельная «Центральная», котельная «Техснаб» и котельная Варьеган: Приборное обследование газопроводов, протяженностью 6,022 км. Режимная наладка котлов КВСА-7,5МВт. Техническое освидетельствование	Попутный газ- 95,62 тыс. м <sup>3</sup>	2500,00

	<p>сосудов, работающих под давлением</p> <p>Провести замену осветительных устройств с использованием светодиодов.</p>	<p>Электроэнергия- 39,1 кВт.ч</p>	
1.2.	<p>Замена внутриквартальных сетей ТВС от ул.Новая 16 до ул. Центральная д.7А, протяженностью 395 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Энтузиастов д.6 - ул. Энтузиастов д.7, протяженностью 140 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Энтузиастов д.4 до ул. Энтузиастов д.2, протяженностью 240 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Лесная д.4 до ул. Лесная д.12, протяженностью 660 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Транспортная д.3 до ул. Транспортная д.12, протяженностью 180 пм в пгт. Новоаганск.</p>	<p>Попутный газ- 201,62 тыс. м<sup>3</sup>; Технологические потери- 2162 Гкал</p>	57 876,000



<p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул.Мира д.14 до ул. Мира д.18, протяженностью 380 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Техснаб зд.101, протяженностью 230 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. 70 лет Октября зд.25 до ул. Береговая д.6, протяженностью 450 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения по ул. Речников, протяженностью 80 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Озерная д.79 до ул. Транспортная д.2, протяженностью 292 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена надземных магистральных сетей от котельной "Техснаб" до ул.Танюхина, протяженностью 410 пм в пгт. Новоаганск.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей тепловодоснабжения от ул. Береговая д.9, протяженностью 60 пм в пгт. Новоаганск.</p>		
--	--	--

	<p>Замена магистральных сетей ТВС по ул.Центральная в с.Варьеган, протяженностью 290 пм.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей ТВС от ТК до ул.Центральная д.16 в с.Варьеган, протяженностью 25 пм.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей ТВС от ТК до ул.Набережная д.4 в с.Варьеган, протяженностью 110 пм.</p> <p>Замена внутриквартальных сетей ТВС от ТК до ул.Центральная д.21 (СДК) в с.Варьеган, протяженностью 110 пм.</p>		
2	Экономический эффект от реализации мероприятий, в том числе:		
2.1.	Экономия от снижения расхода топлива на производство единицы тепловой энергии	297,24 тыс. м <sup>3</sup>	
2.2	Экономия от снижения технологических потерь при передаче тепловой энергии	2162 Гкал	
2.3	Экономия от снижения электроэнергии	39,1 кВт.ч	
3	Индекс доходности		

Поскольку индекс доходности больше единицы, то проект является экономически эффективным. Дальнейшая реализация мероприятий позволит обеспечить потребителей городского поселения Новоаганск услугой теплоснабжения в необходимом количестве, привести качество оказываемой услуги в соответствие действующим требованиям по безопасности, а также обеспечить бесперебойность функционирования системы теплоснабжения.

## 6. Выводы и рекомендации

По результатам проведенного технического обследования объектов системы теплоснабжения городского поселения Новоаганск, можно сделать следующие выводы:

1. наличие источников тепла с малой присоединенной нагрузкой и превышением радиуса эффективного теплоснабжения;
2. отсутствие у ряда потребителей регулирующих устройств;
3. высокий объем потерь тепловой энергии, обусловленный:
  - неудовлетворительным состоянием тепловых сетей, часть тепловых сетей требует ремонта изоляции, замены или реконструкции;
  - отсутствием у потребителей узлов учета тепловой энергии;
  - отсутствием возможности гидравлического регулирования системы теплоснабжения из-за отсутствия у потребителей регуляторов.

Дальнейшая безаварийная эксплуатация объектов теплоснабжения городского поселения Новоаганск, с высокими технико-экономическими показателями, возможна после проведения рекомендуемых мероприятий.

Для более эффективного функционирования объектов системы теплоснабжения городского поселения Новоаганск, рекомендуется привести эксплуатационную документацию в соответствие с Приказом Минэнерго РФ от 24-03-2003 115 «Об утверждении правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок». При эксплуатации тепловых энергоустановок хранятся и используются в работе следующие документы:

- генеральный план с нанесенными зданиями, сооружениями и тепловыми сетями;
- утвержденная проектная документация (чертежи, пояснительные записки и др.) со всеми последующими изменениями;
- акты приемки скрытых работ, испытаний и наладки тепловых энергоустановок и тепловых сетей, акты приемки тепловых энергоустановок и тепловых сетей в эксплуатацию;

- акты испытаний технологических трубопроводов, систем горячего водоснабжения, отопления, вентиляции;
- акты приемочных комиссий;
- исполнительные чертежи тепловых энергоустановок и тепловых сетей;
- технические паспорта тепловых энергоустановок и тепловых сетей;
- технический паспорт теплового пункта;
- инструкции по эксплуатации тепловых энергоустановок и сетей, а также должностные инструкции по каждому рабочему месту и инструкции по охране труда.

В процессе эксплуатации систем отопления следует:

- осматривать элементы систем, скрытых от постоянного наблюдения (разводящих трубопроводов на чердаках, в подвалах и каналах), не реже 1 раза в месяц;
- осматривать наиболее ответственные элементы системы (насосы, запорную арматуру, контрольно-измерительные приборы и автоматические устройства) не реже 1 раза в неделю;
- удалять периодически воздух из системы отопления согласно инструкции по эксплуатации;
- очищать наружную поверхность нагревательных приборов от пыли и грязи не реже 1 раза в неделю;
- промывать фильтры. Сроки промывки фильтров (грязевиков) устанавливаются в зависимости от степени загрязнения, которая определяется по разности показаний манометров до и после грязевика;
- вести ежедневный контроль за параметрами теплоносителя (давление, температура, расход), прогревом отопительных приборов и температурой внутри помещений в контрольных точках с записью в оперативном журнале, а также за утеплением отапливаемых помещений (состояние фрамуг, окон, дверей, ворот, ограждающих конструкций и др.);
- проверять исправность запорно-регулирующей арматуры в соответствии с утвержденным графиком ремонта, а снятие задвижек для их

внутреннего осмотра и ремонта - не реже 1 раза в 3 года, проверка плотности закрытия и смену сальниковых уплотнений регулировочных кранов на нагревательных приборах - не реже 1 раза в год;

- проверять 2 раза в месяц закрытием до отказа с последующим открытием регулирующие органы задвижек и вентилей;

- производить замену уплотняющих прокладок фланцевых соединений - не реже 1 раза в пять лет.

В соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 24-03-2003 115 «Об утверждении правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок», энергоснабжающие организации, имеющие источники теплоты, обязаны своевременно обеспечивать создание нормативных запасов топлива.

Эксплуатация оборудования топливного хозяйства должна обеспечивать своевременную, бесперебойную подготовку и подачу топлива в котельную. Должен обеспечиваться запас основного и резервного топлива в соответствии с нормативами. При поступлении в организацию, расходовании на производство и хранении на складах и в резервуарах организовывается учет всего топлива по количеству и качеству.

## **7. Ссылки на строительные нормы, правила, технические регламенты, иную техническую документацию**

1. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

2. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

3. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

4. Федеральный закон от 21.07.2005 № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях»;

5. Приказ Правительства Российской Федерации от 21.08.2015 № 606/пр «Об утверждении Методики комплексного определения показателей

технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, и Порядка осуществления мониторинга таких показателей;

6. Постановление Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в РФ и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ»;

7. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.05.2014 № 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 № 340»;

8. Постановление Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»;

9. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.10.2010 № 870 «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (с изменениями и дополнениями);

10. Приказ Министерства строительства и ЖКХ Российской Федерации от 17.03.2014 № 99/пр «Об утверждении Методики осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя»;

11. Приказ Министерства строительства Российской Федерации от 26.12.2014 № 1521 «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение

требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;

12. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Российской Федерации от 7.04.2008 № 212. «Об утверждении порядка организации работ по выдаче разрешений на допуск в эксплуатацию энергоустановок»;

13. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 323 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанциях и котельных»;

14. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии»;

15. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области от 01.12.2017 № 464 «Об утверждении Административного регламента предоставления Министерством энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области государственной услуги по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, за исключением тепловых сетей, расположенных в поселениях, городских округах с численностью населения 500 тысяч человек и более»;

16. Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 04.04 2014 № 162/пр «Об утверждении перечня показателей надежности, качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, порядка и правил определения плановых значений и фактических значений таких показателей»;

17. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 13.01.2003 № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;
18. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 № 115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок»;
19. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 12.03.2013 № 103 «Об утверждении Правил оценки готовности к отопительному периоду»;
20. РД 10-179-98 «Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно-химического режима паровых и водогрейных котлов»;
21. РД 10-319-99 «Типовая инструкция по безопасному ведению работ для персонала котельных»;
22. РД 34.03.233-93 «Типовая инструкция по охране труда для машиниста котельной (кочегара)»;
23. ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия»;
24. ГОСТ Р 56777-2015 «Котельные установки. Метод расчета энергопотребления и эффективности»;
25. СП 89.13330.2016 «СНиП II-35-76 Котельные установки»;
26. СП 124.133330.20012 Свод правил «Тепловые сети». Актуализированная версия СНиП 41-02-2003, СНиП 2.04.07-86 «Тепловые сети»;
27. СП 60.13330.2016 «СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»;
28. СП 62.13330.2011 Свод правил. «Газораспределительные системы». Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002;
29. СП 41-105-2002 Свод правил по проектированию и строительству «Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из



стальных труб с индустриальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке»;

30. СП 42-102-2004 Свод правил «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб»;

31. СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;

32. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 54961-2012 «Системы газораспределительные. Сети газопотребления. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация»;

33. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 54983 - 2012 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация»;

34. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 53865-2010 «Системы газораспределительные. Термины и определения»;

35. Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии (в четырех частях) СО 153-34.20.523-2003 - М.: СПО ОРГРЭС, 2003, (утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 278);

36. Методика определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения;

37. Схема теплоснабжения городского поселения Новооганск.

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер

Начальник цеха теплоснабжения

Начальник ПТО



В.А. Барсуков

А.Н. Данилов

В.Ф. Гарипов