

УТВЕРЖДЕНА:
Генеральный директор
ООО «Южнобайкальское»
А.Г. Турчанинов
от « » 2018 г.



Техническое обследование
котельной КМТ-3,75 школы на 1275 учащихся расположенной по адресу:
Иркутская область, Иркутский район, п. Молодежный.

г. Иркутск
2018 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕН.....	7
1.1. Существующее положение в сфере теплоснабжения.....	7
1.2. Структура энергопотребления объектов предприятия	8
ГЛАВА 2. СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	9
2.1 Общие сведения о системе теплоснабжения предприятия	9
2.2 Приборный учет ресурсов.....	12
2.3 Объем и структура теплового баланса	14
2.4 Результаты визуального обследования и контрольных замеров технологического оборудования котельной	15
ГЛАВА 3. ТОПЛИВОПОТРЕБЛЕНИЕ	16
3.1 Система топливоснабжения	16
3.2 Топливоиспользующее оборудование	16
3.3 Анализ топливопотребления	17
ГЛАВА 4. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ	18
4.1 Электроснабжение котельной	18
4.2 Электропотребление и учет	19
4.3 Электрооборудование	19
ГЛАВА 5. ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ	20
5.1 Система водоснабжения и водоотведения	20
5.2 Водопотребление	20
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	21
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	26
Приложение №1. разрешение на допуск от Енисейского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 22/0421/2017 от 8 декабря 2017 г и №21/265Ъ/2017 от 8 декабря 2017 г.	
Приложение №2. Тепловая схема котельной	

ВВЕДЕНИЕ

Необходимость проведения технических обследований объектов теплоснабжения, централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, отдельных объектов таких систем предусмотрена положениями следующих правовых актов:

Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»	
Техническое обследование объектов теплоснабжения проводится в целях определения их технических характеристик с учетом результатов экспертизы промышленной безопасности объектов теплоснабжения, предусмотренной законодательством Российской Федерации в области промышленной безопасности опасных производственных объектов. Требования к проведению технического обследования объектов теплоснабжения устанавливаются методикой комплексного определения показателей технико-экономического состояния систем теплоснабжения, предусмотренной пунктом 14 части 2 статьи 4 настоящего Федерального закона.	часть 11 статьи 23
Объекты теплоснабжения, которые находятся в государственной или муниципальной собственности и права владения и (или) пользования которыми передаются по договору аренды или концессионному соглашению, подлежат техническому обследованию в соответствии с требованиями, установленными настоящим Федеральным законом. Результаты технического обследования объектов теплоснабжения указываются в составе конкурсной документации.	часть 4 статьи 28.1
Конкурсная документация формируется в соответствии с антимонопольным законодательством Российской Федерации и принятыми в соответствии с ним иными нормативными правовыми актами Российской Федерации и включает в себя, в частности: 12) копию отчета о результатах технического обследования передаваемого арендатору по договору аренды имущества	пункт 12 части 7 статьи
Приказ Минстроя России 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» (зарегистрирован в Минюсте России 20.01.2016 № 40656)	

Состав работ по техническому обследованию включает в себя:

- а) камеральное обследование;
- б) техническую инвентаризацию имущества, включая натурное, визуально-измерительное обследования и инструментальное обследование объектов теплоснабжения.

При проведении камерального обследования объектов теплоснабжения рассматривается нормативно-техническая документация, включающая в себя сведения о техническом состоянии, аварийности объектов теплоснабжения, о сроках эксплуатации и износе объектов теплоснабжения.

По результатам анализа нормативно-технической документации на объекты теплоснабжения должны быть установлены следующие сведения:

- а) о годе постройки объектов теплоснабжения;
- б) о дате ввода в эксплуатацию объектов теплоснабжения;
- в) о материале, диаметре трубопроводов, их фактическом состоянии, проценте износа;
- г) об аварийности объектов теплоснабжения за период с момента проведения предыдущего технического обследования, а в случае проведения технического обследования в соответствии с настоящими требованиями впервые - за последние 5 лет;
- д) о проведении работ по модернизации и реконструкции, а также аварийных и иных ремонтных работ на объектах теплоснабжения с указанием точных мест проведения (адресов) выполнения таких работ, их фактических объемах, результатов проведенных работ (влияние результатов работ на функционирование систем);
- е) о наличии или отсутствии технической возможности обеспечения теплоснабжения в соответствии с требованиями, установленными законодательством.

Техническая инвентаризация объектов системы теплоснабжения включает в себя:

- а) натурное обследование месторасположения объектов и определение основных технических параметров;
- б) визуально-измерительное обследование, в том числе:
 - наружный и внутренний осмотр объектов;
 - оценку технического состояния объектов обследования по совокупности и характеру визуально наблюдаемых дефектов, повреждений, утечек теплоносителя; сравнение данных об объектах теплоснабжения, полученных в ходе камерального обследования, с фактическими характеристиками систем, установленными при визуально-измерительном обследовании;
- в) выборочное инструментальное обследование, проводимое в случае, если камеральное и визуально-измерительное обследование не позволяют достичь целей технического обследования, включающее в том числе проведение диагностики трубопроводов; поиск утечек теплоносителя инструментальными методами, диагностику объектов; замер фактических характеристик оборудования, инструментальное обследование оборудования, включая при необходимости частичную или полную разборку оборудования.

По итогам технической инвентаризации определяются:

- а) уровень фактического износа объектов системы теплоснабжения;
- б) актуальное техническое состояние объектов на дату обследования;
- в) предельные сроки проведения ремонта или реконструкции объектов.

Износ трубопроводов и других недоступных для осмотра сооружений определяется по срокам службы как соотношение фактически прослуженного времени к средненормативному сроку службы.

В тех случаях, когда фактически прослуженное время приближается к нормативному или превышает его, а предположительный срок службы сооружения, определяемый экспертным путем, превышает нормативный срок, то процент износа определяется отношением фактически прослуженного времени к сумме прослуженного и предположительного срока службы.

Отчет содержит:

- а) перечень объектов, в отношении которых было проведено техническое обследование;
- б) перечень параметров, технических характеристик, фактических показателей деятельности организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, или иных показателей объектов теплоснабжения, выявленных в процессе проведения технического обследования;
- в) описание выявленных дефектов и нарушений с привязкой к конкретному объекту с приложением фотоматериалов, результатов инструментальных исследований (испытаний, измерений);
- г) заключение о техническом состоянии объектов системы теплоснабжения;
- д) оценку технического состояния объектов системы теплоснабжения в момент проведения обследования;
- е) заключение о возможности, условиях (режимах) и сроках дальнейшей эксплуатации объектов системы теплоснабжения;
- ж) ссылки на строительные нормы, правила, технические регламенты, иную техническую документацию;
- з) рекомендации, в том числе предложения по плановым значениям показателей надежности и энергетической эффективности, по режимам эксплуатации обследованных объектов, по мероприятиям с указанием предельных сроков их проведения (включая проведение капитального ремонта и реализацию инвестиционных проектов), необходимых для достижения предложенных плановых значений показателей надежности, и энергетической эффективности, рекомендации по способам приведения объектов системы теплоснабжения в состояние, необходимое для дальнейшей эксплуатации, и возможные проектные решения.

Предложения о проведении мероприятий (ремонт, восстановление, модернизация, замена) на объектах системы теплоснабжения формулируются с учетом:

- а) количества аварийных ситуаций в течение срока эксплуатации;
- б) технических характеристик объектов теплоснабжения, в том числе уровня потерь и энергетической эффективности;
- в) расчетных остаточных сроков эксплуатации объектов теплоснабжения;

г) технико-экономической эффективности существующих технических решений в сравнении с лучшими отраслевыми аналогами и целесообразности проведения модернизации и внедрения наилучших существующих (доступных) технологий.

Объектами технического обследования является котельная КМТ-3,75, установленной мощностью 3,23 Гкал/ч;

Заказчик: КУМИ Иркутского района.

Организация, проводившая техническое обследование – Общество с ограниченной ответственностью «Южнобайкальское».

Руководитель организации, проводившей техническое обследование – генеральный директор ООО «Южнобайкальское» – Турчанинов А.Г.

ГЛАВА 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Существующее положение котельной КМТ-3,75 школы на 1275 учащихся расположенной по адресу: Иркутская область, Иркутский район, п. Молодежный.

Данный теплоисточник обслуживаемый ООО «Южнобайкальское» предназначен для выработки тепловой энергии для отопления и горячего водоснабжения одного потребителя - школа на 1275 учащихся расположенной по адресу: Иркутская область, Иркутский район, п. Молодежный.

Год постройки 2017 год.

До начало строительства выдано положительное заключение от Федеральной службы по надзору в сфере природопользования № 605-од от 3 апреля 2017 г. Для ввода в эксплуатацию получены разрешение на допуск от Енисейского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 22/0421/2017 от 8 декабря 2017 г и №21/265Ъ/2017 от 8 декабря 2017 г.

Котельная состоит из: 3-х транспортабельных блоков максимальной заводской готовности № 1, 2, 3; трех скиповых подъемников; транспортера скребкового; двух блоков установки газоочистки; блока дымососов; дымовой трубы с элементами крепления; двух входных лестниц; газоходов.

В состав блока №1 котельной входят:

- 1) котел стальной водогрейный с механической топкой КСВм-1,25К "ВК-3";
- 2) шкаф управления топкой механической;
- 3) три электронасоса сетевой воды (один из них - резервный);
- 4) два электронасоса системы ГВС (один из них-резервный) ;
- 5) водоводяной подогреватель системы ГВС;
- 6) грязевик сетевой воды;
- 7) газоход котла;
- 8) трубопроводы воды с запорно-регулирующей арматурой;
- 9) вентиляционно-отопительная установка;
- 10) электропроводки, светильники и контрольно-измерительные приборы;
- 11) огнетушитель.

Блок №2 разделен на два помещения: помещение котельного зала и помещение для оператора.

В помещении котельного зала установлены:

- 1) котел стальной водогрейный с механической топкой КСВм-1,25К "ВК-3";
- 2) газоход с шибером;
- 3) шкаф управления топкой механической;
- 4) водоподготовительная установка (ВПУ);
- 5) трубопроводы воды с запорной арматурой;
- 6) электропроводки, светильники и контрольно-измерительные приборы.

В помещении для оператора установлены:

- 1) силовой шкаф управления СШУ;
- 2) шкаф учета электроэнергии;
- 3) радиатор отопления;

- 4) электропроводки и светильники;
- 5) огнетушитель.

Блок №3 разделен на помещения: помещение котельного зала и бытовые помещения (душевая, санузел).

В состав блока №3 котельной входят:

- 1) котел стальной водогрейный с механической топкой КСВм-1,25К "ВК-3";
- 2) шкаф управления топкой механической;
- 3) душевая кабина, унитаз, мойка со смесителем;
- 4) радиаторы отопления;
- 5) электропроводки, светильники и контрольно-измерительные приборы;
- 6) огнетушитель.

Из покупных топливно-энергетических ресурсов (далее - ТЭР) на котельной используются уголь, являющийся основным видом топлива, электроэнергия и вода. Топливо, вода и электроэнергия используются для производства и передачи тепловой энергии. Вода, электро- и теплоэнергия дополнительно используется на прочие хозяйственно-бытовые нужды котельной. Снабжение углем котельной предприятия осуществляется по договору с ООО «МТССервис», электроэнергией – с ОАО «Иркутскэнерго», водой – с МУП «Водоканал».

1.2. Структура энергопотребления объектов предприятия

Тарифы на отпуск тепловой энергии от котельной на долгосрочный период регулирования для потребителей не установлен:

В таблице представлены расчетные (годовые) статьи затрат и их показатели в ценах 2017 года:

Котельная	Объем
Тепловая энергии, Гкал	4573,50
Уголь, 2БР, тонн	2315,94
Эл. энергия, тыс. кВт*ч	284,2
Объем шлака, тн	231,59
ХВС, м ³	952,00

ГЛАВА 2. СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Общие сведения о системе теплоснабжения предприятия

Котельная используется для централизованного теплоснабжения (отопление и горячее водоснабжения) школы, расположенной на территории пос. Молодежный, предназначена для отопления по закрытой схеме жилых и производственных зданий и сооружений по надежности отпуска тепла потребителям относится ко второй категории.

Котельная эксплуатируется круглогодично с постоянно обслуживающим персоналом. Численность персонала котельной – 13 чел.

Климатическое исполнение котельной УХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Основные технические данные и характеристики котельной приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Наименование параметра	Значение
1 Номинальная теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	3,75 (3,23)*
2 Расчетный расход тепла, МВт, не более: на отопление на горячее водоснабжение (ГВС) на собственные нужды	3,34 0,26 0,15
3 Вид топлива	Каменный и бурый угли
4 Расход топлива расчетный, кг/ч, не более: грохоченного каменного угля ($Q^p=6140$ ккал/кг) грохоченного бурого угля ($Q^p=4040$ ккал/кг)	645 1070
5 Максимальный размер куска топлива, мм	100**
6 Коэффициент полезного действия, %, не менее: при сжигании грохоченного каменного угля Кузнецкого месторождения марки 2СС при сжигании грохоченного бурого угля	82 75
7 Диапазон регулирования теплопроизводительности котельной по отношению к номинальной, %	20-100
8 Температура воды, °С: на входе в котел, не менее на выходе из котла, не более на горячее водоснабжение (ГВС), не более	70 115 55
9 Расчетный температурный график	95°-70 °С
10 Давление воды на входе в котел, МПа, не более	0,6
11 Давление исходной воды на входе в котельную, МПа, не менее	0,2

12 Максимальное рабочее давление воды на ГВС, МПа	0,3
13 Расход воды на ГВС, м ³ /ч, не более	4,4
14 Качество исходной воды для ГВС	СанПиН 2.1.4.1074.-01
15 Исходная вода: давление на входе в котельную, МПа, не менее карбонатная жесткость, мг-экв/кг, не более сухой остаток, мг/кг, не более прозрачность по шрифту, см, не более содержание растворенных газов содержание железа, мг/кг, не более	0,2 9 350 40 не нормируется 0,3
16 Подпиточная вода: расход, т/ч, не более карбонатная жесткость при обработке ОЭДФ кислотой, мг-экв/кг концентрация ОЭДФ кислоты в зависимости от жесткости исходной воды, мг/кг, не более содержание кислорода, мг/кг, не более	3 не нормируется 6 0,05
17 Время растопки одного котла, ч., не более	1,0
18 Емкость скипа, м ³ , не более	0,4
19 Грузоподъемность скипа, т, не более	0,6
20 Скорость движения скипа, м/с	0,31
21 Время подъема и опускания скипа, мин	4
22 Производительность скребкового транспортера, м ³ /ч	6
23 Напряжение присоединяемой электросети, В	380/220 ^(+10%/-15%)
24 Установленная мощность электроприемников, кВт	188
25 Рабочая мощность электроприемников, кВт	133
26 Время срабатывания защитных устройств, с, не более	4
27 Категория здания котельной по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии с НПБ 105-03	Г
28 Степень огнестойкости здания котельной в соответствии со СНиП 31-03-2001	IV

29 Содержание вредных веществ в сухих уходящих газах в пересчете на коэффициент избытка воздуха, равный единице и при нормальных условиях (0 °С, 760 мм рт. ст.), мг/м ³ , не более: для каменного угля: оксид углерода (СО) оксиды азота (NO _x) в пересчете на NO ₂ для бурого угля: оксид углерода (СО) оксиды азота (NO _x) в пересчете на NO ₂	750 - 2000 -
30 Расчетная степень очистки дымовых газов, %	80
31 Срок службы, лет, не менее	10
32 Габаритные размеры котельной в рабочем положении, м, не более: длина (без учета оттяжек) ширина (без учета оттяжек) высота(без учета дымовой трубы)	24,4 13,48 7,6
33 Масса котельной, т, не более:	65
* При сжигании рядовых каменных и бурых углей теплопроизводительность котельной может снизиться до 85 % номинальной. ** Для сжигания рядовых углей рекомендуется применять винтовую дробилку-питатель типа ВДП-15.	

Эксплуатационные ограничения

Основные эксплуатационные ограничения приведены в таблица 2.1

Таблица 2.1

Наименование параметра	Значение
1. Давление воды на входе в котлы, МПа, не более	0,6
2. Давление воды на выходе из котлов при температуре воды более 95 ⁰ С, МПа, не менее	0,35
3. Температура воды на входе в котлы, °С, не менее	70
4. Температура воды на выходе из котлов, °С, не более	115
5. Разрежение за котлом, Па, не более	500
6. Температура воды в котле, при которой допускается слив воды при останове и выводе котла в ремонт, °С, не более	70
7. Напряжения питания при частота тока 50 Гц, В	380/220 (+10% -15%)
8. Качество топлива: влажность, %, не более	12/38*

зольность на сухую массу, %, не более	25/38*
содержание мелочи (0...6мм), %, не более	50
максимальный размер кусков угля, мм	100
* В числителе указаны значения для каменного угля, в знаменателе - для бурого угля.	

Описание насосного оборудования котельной представлено в таблице 2.1.1.

Тип насоса	Марка	Кол-во шт.	Техн. характеристика		Электродвигатель, кВт
			Подача, м ³ /ч	Напор, м	
Сетевой насос	КМ100-65-200/2-5	3	100	50	30
Насос ХВО	1К8/18	1	8	18	3
Насос ГВС	КМ 40-25-160/2-5	2	6,3	32	2,2
Подпиточный насос	ВК2/26	2	2	26	5,5

2.2 Приборный учет ресурсов

Назначение, места установки и краткие основные технические характеристики средств измерения, используемых в котельной, приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Наименование средства измерения и техническая характеристика		Назначение	Место установки
Измеритель	Датчик		
1 Термометры ТТ-В-110/50.П11Г1/2(0°-50°С)		Измерение температуры исходной воды измерение температуры воздуха	на вводе в котельную после калориферов К1, К2

<p>2 Термометры ТТ-В-110/50.П11G1/2(0°-120°С)</p>		<p>измерение температуры обратной воды</p> <p>измерение температуры прямой воды</p> <p>измерение температуры воды ГВС</p> <p>измерение температуры воды</p>	<p>на вводе в котельную; после сетевых насосов; на выходе из котлов (3шт.); на выходе из котельной; на входе и выходе из котельной перед гидроэлеватором (ВПУ); на входе в деаэрационную колонку (ВПУ)</p>
<p>3 Термометры: ТТ-В 110/50.П11G1/2(0-600°С)</p>		<p>измерение температуры уходящих газов</p>	<p>в газоходе на выходе из котла (3шт.)</p>
<p>4 Манометры виброустойчивые кл. точн.1,5 ДМ8008-ВУф, (0-6)кгс/см² Ø110</p>		<p>измерение давления обратной воды</p> <p>измерение давления исходной воды</p> <p>измерение давления воды</p>	<p>на вводе в котельную перед грязевиком; после грязевика; на всасе сетевых насосов (3шт.); на входе в котельную после фильтра перед эжектором; перед гидроэлеватора</p>
<p>5 Манометры виброустойчивые кл. точн.1,5 ДМ8008-ВУф, (0-10) кгс/см² Ø110</p>		<p>измерение давления обратной воды</p> <p>измерение давления прямой воды</p>	<p>после сетевых насосов (3шт.); на входе в котлы (3шт.); на выходе из котельной</p>
<p>6 Мановакууметр виброустойчивый кл. точн.1,5 ДА8008-ВУф (-1...3) кгс/см², Ø110</p>		<p>измерение разрежения</p>	<p>на гидроэлеваторе</p>

7 Счетчик воды ВСХ-20 $Q_{\min}=0,05 \text{ м}^3/\text{ч}$ $Q_{\max}=5 \text{ м}^3/\text{ч}$		учет расхода исходной воды	водоподготовительная установка
8 Счетчик холодной воды ВСХ-25 $Q_{\min}=0,14 \text{ м}^3/\text{ч}$ $Q_{\max}=7 \text{ м}^3/\text{ч}$		учет расхода водопроводной воды	на вводе в котельную
9 Теплосчетчик ТЭМ-104-4 температура теплоносителя 5..150°C; погрешность при измерении количества теплоты $\pm 4\%$	Первичные преобразователи расхода ПРП-150 Расходомер-счетчик электромагнитный РСМ-05.05	учет тепловой энергии и теплоносителя на источнике теплоты	первичные преобразователи теплосчетчика установлены на входе в котельную обратной сетевой воды, выходе прямой сетевой воды и в трубопроводе подпиточной воды
10 Измеритель- регулятор ТРМ202-Щ1.РР	преобразователь давления ОВЕН ПД100- ДИ, 1МПа, (4-20)мА	измерение и управление подпиткой	шкаф СШУ в трубопроводе перед сетевыми насосами
11 Измеритель- регулятор ТРМ200-Щ1	термопреобразователь сопротивления ДТС 035-50М.В.3.120	измерение температуры прямой и обратной сетевой воды	шкаф СШУ в трубопроводах на выходе и входе в котельную
12. Измеритель- ПИД-регулятор ТРМ12-Щ1.У.Р	термопреобразователь сопротивления ДТС 035-50М.В.3.120	измерение и регулирование температуры обратной сетевой воды на входе в КОТЛЫ	шкаф СШУ в трубопроводе после сетевых насосов

2.3 Объем и структура теплового баланса

Расчетный отпук составляет 4573,5 Гкал и приведен в расчёте:

Потребитель		1		Молодежный											
		Тип здания: не жилое				К.н.р.		Q о.р, ккал/ч		Q в.р, ккал/ч		Q г.ср., ккал/ч		Q г.макс., ккал/ч	
						0,0777		1 625 955		284 035		0		0	
Наименование здания:		школы в высшие учебные заведения										QΣ = 1 909 990			
t н.р.о	t н.р.в	V	L	w	t в рек	t в	α	qо рек	q о.о	q в рек	q о.в	a	N	T	
-33	-24	83 008	16	2,3	18	18	1,08	0	0,33	0,07	0,07	0	0	0	
Расход топлива составляет 0,19 туг/Гкал															
Переводной коэф на бурый уголь = 0,47															
$Q_0 = Q_{\max} \cdot (t_i - t_m / t_i - t_o) \cdot Z_o \cdot 24$															
$Q_0 = 1,63 \cdot (18 - (-7,7) / 18 - (-33)) \cdot 232 \cdot 24 = 4573,5 \text{ Гкал}$															

Фактический отпуск составлен на основании показаний прибора учета тепловой энергии (Гкал.).

Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Сен.	Окт.	Ноя.	Дек.	ИТОГО
788,12	668,58	588,88	385,21	119,55	132,83	407,34	588,88	748,27	4427,65

2.4 Результаты визуального обследования и контрольных замеров технологического оборудования котельной

Во время проведения технического обследования объектов теплоснабжения было проведено визуальное обследование технологического оборудования (котлы, насосное оборудование, теплообменники, расширительные баки) и трубопроводов системы теплоснабжения.

По результатам проведенного визуального обследования основного технологического оборудования котельной можно сделать следующие выводы:

По результатам проведенного технического обследования теплового хозяйства котельной критических отклонений и недостатков при эксплуатации оборудования не выявлено. Все теплотехническое оборудование находится в работоспособном состоянии, осмотры и текущие ремонты проводятся в соответствии с графиком ППР.

За период II полугодие 2017 г. – I полугодие 2018 г. прекращений в работе источника теплоснабжения не осуществлялось.

ГЛАВА 3. ТОПЛИВОПОТРЕБЛЕНИЕ

3.1 Система топливоснабжения

Наименование	Характеристика
Основной вид топлива	Уголь 2БР
Договорной объем поставки угля	2315,94 нтн
Марка топлива	2Бр

3.2 Топливоиспользующее оборудование

В котельном зале расположено три стальных водогрейных котла марки «ВК-3». Техническая характеристика котлоагрегатов представлена в таблице 3.2.1.

Наименование котлоагрегата	Тип котла	Марка топки	Произв-ть	Наличие режимной карты	Срок действия режимной карты
ВК-3 №1	водогрейный	Топка механическая моноблочная 1,45 МВт	1,08 Гкал/час	отсутствует	режимная карта не зарегистрирована
ВК-3 №2	водогрейный	Топка механическая моноблочная 1,45 МВт	1,08 Гкал/час	отсутствует	режимная карта не зарегистрирована
ВК-3 №3	водогрейный	Топка механическая моноблочная 1,45 МВт	1,08 Гкал/час	отсутствует	режимная карта не зарегистрирована

Для обеспечения нормальной работы котлоагрегатов организована непрерывная подача воздуха в топку котлов с помощью дутьевых вентиляторов установленных на каждом котлоагрегате. Забор воздуха для вентиляторов осуществляется из помещения котельной.

Отвод продуктов сгорания осуществляется принудительно, за счет механической тяги при помощи дымососов Д-10. Дымососы котлов установлены за зданием котельной.

Таблица 3.2.3 - Перечень тягодутьевых устройств котельной.

№ п/п	Марка агрегата	Количество	Мощность электродвигателя, кВт / об/мин	Наличие частотно-регулируемого привода
1.1	Вентилятор дутьевой в-Ц-14-46-2,5	3	4 / 3000	<input type="checkbox"/>
1.2	Дымосос Д-10	2	30 / 1500	<input type="checkbox"/>

Система удаления дымовых газов из котлов состоит из газоходов, двух блоков газоочистки, блока дымососов и дымовой трубы.

Движение дымовых газов от котлов осуществляется по двум газоходам через блоки газоочистки, и далее, по общему газоходу к рабочему дымососу.

Регулирование разрежения в топках котлов можно производить с помощью шиберов в газоходах, установленных за котлами и направляющего аппарата дымососа.

Блок дымососов предназначен для удаления дымовых газов из котлов. Блок дымососов состоит из основания дымовой трубы и дымососов, смонтированных на одной раме. Основание трубы заглушено снизу и имеет люк для очистки осевшей в основании золы уноса.

Блок установки газоочистки предназначен для сухой очистки дымовых газов, выделяющихся при сжигании угля в котлах котельной.

Группа из двух циклонов обеспечивает очистку дымовых газов с расчетной эффективностью 80% от частиц золы размером более 10 мкм.

Основными элементами группы циклонов являются "правый" и "левый" циклоны ЦН-15 диаметром 600 мм, входная камера, сборник очищенных дымовых газов в виде правой и левой улиток и общий бункер для золы.

Дымовые газы поступают через входную камеру в верхнюю часть корпусов циклонов по входным патрубкам, приваренным к корпусам тангенциально.

К трубе продукты сгорания топлива подводятся наземными газоходами. Высота ствола трубы составляет 30 м., диаметр устья – 0,63 м. Эксплуатация дымовой трубы осуществляется с 2017 г. Стальной ствол дымовой трубы выполнен из отдельных секций поставляемых с завода-изготовителя.

Выводы:

- подключенная тепловая нагрузка составляет 70% от установленной мощности котельной.
- загрузка котлов в течение отопительного периода составляет от 65% до 82% от установленной мощности.
- необходима разработка режимных карт работы котлоагрегатов.

Утвержденный температурный график подачи теплоносителя (на отопление) потребителям от отопительной котельной составляет 91/83 °С. Температурный график работы системы горячего водоснабжения: 60/47°С.

3.3 Анализ топливопотребления

В таблице 3.3.1 представлена динамика топливопотребления за период ОЗП 2017-2018 гг..

Наименование	Январь 18	Февраль 18	Март 18	ИТОГО
Фактическое потребление угля, тн	400	340	300	910
Отпуск тепловой энергии по прибору учета, Гкал	788	698	588	2044
Фактический УРТ, кг у.т./Гкал	238,54	239,02	239,44	238,95

ГЛАВА 4. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

4.1 Электроснабжение котельной

Наименование	Характеристика
Вводы электроснабжения котельной	КТП 630 кВа : два ввода от секции шин 1 и 2
Трансформаторы котельной	отсутствуют
Категория надежности электроснабжения	2
Вид тарифа на электроэнергию	одноставочный
Значение мощности	Установленная мощность – 188 кВт Присоединенная мощность – 630кВА
Группа потребления, уровень напряжения	НН
Трансформаторы тока	600/5

Коммерческие приборы учета расположены на границе разграничения балансовой принадлежности сторон в котельной.

Электрооборудование котельной запитано от двух щитов станций управления (ЩСУ-1 и ЩСУ-2).

4.2 Электропотребление и учет

Учет объема потребленной электроэнергии осуществляется по двум прибора коммерческого учета (основного и резервного ввода).

п/п	Место установки (наименование присоединения)	Марка прибора учета	Класс точности	Коэффициент измерительного прибора*	Коэффициент учета	Группа потребителей
Коммерческий учет						
1	Щитовая котельной	Меркурий 230АМ-02	0,5S	600/5	120	НН
2	Щитовая котельной	Меркурий 230АМ-02	0,5S	600/5	120	НН

Плановые показатели потребления электроэнергии котельной представлены в таблице 4.2.2.

Наименование	ОЗП 2017-18
Плановое потребление электроэнергии, тыс. кВт·ч	284,2
Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/Гкал	61

4.3 Электрооборудование

С целью оценки годовой структуры энергопотребления электрооборудованием котельной был произведен расчет количества электрической энергий, необходимой

на планируемый период, для производства и передачи тепловой энергии, который представлен далее (п. 4.3.1 – 4.3).

Установленная мощность электрооборудования котельной составляет 188 кВт.

В таблице 4.3.1 представлена структурная характеристика установленного электрооборудования котельной.

Наименование группы электрооборудования	Установленная мощность, кВт	Расчетное годовое потребление электроэнергии, тыс. кВт·ч
Насосное оборудование	107	151,7
Тягодутьевое оборудование	96	124,1
Освещение	0,9	5,9
Автоматика	0,45	2,5

В котельной преимущественно установлено морально изношенное насосное оборудование марок КМ.

Частотно-регулируемые приводы на двигателях котельной не установлены.

Освещение котельной выполнено светильниками с дуговыми ртутными лампами и лампами накаливания. Смонтировано и работает аварийное освещение. Осветительные групповые сети выполнены проводами с алюминиевыми жилами, в силовых цепях используются провода с алюминиевыми жилами.

ГЛАВА 5. ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ОРГАНИЗАЦИИ

5.1 Система водоснабжения и водоотведения

Наименование	Характеристика
Источник водоснабжения	Городской водопровод
Кол-во вводов, диаметр	1 ввод, Ø100 мм.
Система водоотведения	Городская система канализации
Кол-во выпусков	1 выпуск
Учет расхода воды	счетчик холодной воды:
Учет сточных вод	не осуществляется
Среднечасовой объем подпитки тепловой сети	0,9 ÷ 2,1 тн./час
Давление сырой воды	5,3 кгс/см ²
Температура исходной воды перед ХВО	от +4°С до +10°С
Тип ХВО	Установка водоподготовительная ВПУ - 3
Производительность водоподготовительных установок	3 тн./час

Подпитка котлов работающих в водогрейном режиме осуществляется от водоподготовительных установок.

Подпитка системы ГВС осуществляется без водоподготовительных установок.

Во время проведения инструментального обследования внутренних сетей котельной утечек воды и теплоносителя (в т.ч. через запорно-регулирующую арматуру) обнаружено не было.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При эксплуатации котельной должны соблюдаться требования «Правил эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ Р М-016-2001 (РД153-34.0-03.150-00), «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см²), водогрейных котлов и водонагревателей с температурой нагрева воды не выше 388 К (115°С)», и меры безопасности, изложенные в руководстве по эксплуатации и в эксплуатационных документах на комплектующие изделия.

ООО «Южнобайкальское» приказом назначило начальника котельной, являющегося ответственным за безопасную эксплуатацию котельной, и необходимое число обслуживающего персонала, руководствуясь «Рекомендациями по нормированию труда работников энергетического хозяйства», утвержденные приказом № 65 от 22.03.1999 г. Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике.

Приборы учета энергетических ресурсов на источнике теплоснабжения установлены в полном объеме в соответствии требований нормативно-правовым документам Российской Федерации.

Техническое обслуживание котельной включает в себя комплекс организационно-технических мероприятий, направленных на поддержание котельной в работоспособном, технически исправном состоянии.

В зависимости от периодичности, объема выполняемых работ техническое обслуживание котельной подразделяется на:

- 1) ежедневное техническое обслуживание (ЕО);
- 2) периодическое техническое обслуживание (ТО);
- 3) сезонное техническое обслуживание (СО).

Периодическое техническое обслуживание проводится согласно графика, не реже 1 раза в месяц.

Сезонное техническое обслуживание проводится 2 раза в год: после окончания и перед началом отопительного сезона.

Техническое обслуживание проводится обслуживающим персоналом.

Ежедневное техническое обслуживание заключается:

а) во внешнем осмотре и проверке исправности работы котлов с механической топкой, ВПУ, вспомогательного оборудования (транспортер скребковый, скиповые подъемники, блок дымососов, блоки установки газоочистки), запорно-регулирующей арматуры, предохранительных клапанов, трубопроводов, контрольно-измерительных приборов;

б) в проверке правильности работы системы автоматизации котельной по показывающим и сигнализирующим устройствам;

в) в исправлении обнаруженных мелких дефектов и неисправностей (неправильное показание манометров, течь воды во фланцевых соединениях трубопроводов и через уплотнения арматуры, ослабление крепления оборудования и др.).

При периодическом техническом обслуживании необходимо:

1) производить смазку скиповых подъемников и транспортера скребкового согласно схемам смазки.

2) отрегулировать натяжение цепи транспортера скребкового с помощью натяжных станций;

3) производить чистку основания дымовой трубы от оседающей золы через специальный лючок. Периодичность чистки устанавливается при эксплуатации котельной в зависимости от марки топлива и нагрузки котельной;

4) производить внешний осмотр технических средств системы автоматизации, проводки с целью определения чистоты содержания и проверки исправности электрических соединений и креплений (при выключенном напряжении), в случае необходимости произвести их наружную обтирку;

5) обдуть внутренние полости общекотельного шкафа управления и клеммников приборов чистым, не содержащим масла, воздухом давлением не более $0,1 \text{ кгс/см}^2$;

6) проверить визуально состояние электрических контактов, при необходимости контакты чистятся, промываются спиртом, регулируются.

При сезонном техническом обслуживании, проводимом после окончания отопительного сезона, необходимо:

1) слить воду и произвести промывку, при необходимости проводится очистка котлов от накипи и сажи;

2) промытые котлы заполнить водой, прогреть до $80 \text{ }^\circ\text{C}$, закрыть задвижки и оставить с водой до следующего отопительного сезона;

3) демонтировать показывающие приборы и провести метрологическую поверку;

4) проверить рабочую поверхность электродов датчиков водоподготовительной установки. При наличии отложений из воды на поверхности электрода и его изоляционных частях, примыкающих к электроду, произвести чистку, протерев чистой тканью, смоченной каким-либо растворителем. Снять резиновые колпачки на датчиках и подтянуть гайку с целью компенсации усадки изолятора датчика, проверить целостность резиновых колпачков;

5) для предохранения от коррозии наиболее ответственных приборов котельной на летний период произвести консервацию и установку защитных чехлов;

Перед началом отопительного сезона необходимо:

1) произвести расконсервацию, установить временно снятые приборы, снять защитные чехлы с приборов;

2) продуть импульсные трубки;

3) проверить электрические линии подсоединения приборов и датчиков, силовые линии (сопротивление изоляции, целостность проводки);

4) произвести смазку подшипников приводов скиповых подъемников и транспортера скребкового;

5) проверить натяжение цепи транспортера скребкового (при необходимости отрегулировать);

6) проверить исправность и готовность к работе котлов с топкой механической, сетевых насосов, насосов ГВС, ВПУ, вентиляционно-отопительной установки, запорно-регулирующей арматуры и трубопроводов, скиповых

подъемников, блоков установки газоочистки, блока дымососов, транспортера скребкового.

Текущие и капитальные ремонты котельной проводятся по плану планово-предупредительного ремонта (ППР).

Текущий ремонт, проводимый ежегодно по плану, а также по потребности, является основным видом восстановительных работ по содержанию оборудования котельной в исправности, вплоть до вывода ее в капитальный ремонт при нормативном износе.

Капитальный ремонт имеет целью полное восстановление оборудования до его первоначальных качеств. Проводится на основании дефектной ведомости, составленной в процессе межремонтного обслуживания, не реже 1-2 раз в 10 лет.

Текущий и капитальный ремонты проводятся либо силами собственными силами, либо специализированной бригадой по договору с ремонтной организацией.

4.1.1.5 Состав работ текущего и капитального ремонтов приведен в таблице

Наименование оборудования	Состав работ	
	текущий ремонт	капитальный ремонт
1 Котел	чистка топочной камеры и газоходов от сажи, очистка от накипи водяных каналов секций, труб, водяных камер; подварка сварных швов, заварка трещин в элементах котла; устранение неплотности (газовой) между дверью и корпусом котла; замена: конвективных секций, труб, сальниковых уплотнений гидравлических петель передней водоохлаждаемой двери	смена до 25% конвективных секций, ремонт водяных камер, водоохлаждаемой двери

2 Топка механическая	Устранение течи, потения в элементах водяного тракта топки путем подварки сварных швов, заварки трещин, замены отдельных элементов; очистка от накипи водяных каналов; замена: рукавов для подвода воды к шурующей планке, втулок, подшипников скольжения, осей тяги секторного питателя, муфты, труб блока топочного, огнеупорной обмазки, ремонт электрооборудования	работы большой трудоемкости по ремонту металлоконструкции топки (с заменой отдельных элементов), ремонт привода шурующей планки
3. Скиповый подъемник	замена: тягового каната; подшипников блоков и колес скипа при необходимости; правка скипа; подварка сварных швов; ремонт электрооборудования	работы большой трудоемкости по ремонту металлоконструкции (сварка, правка, замена отдельных элементов), ремонт привода
4 Транспортер скребковый	правка, замена скребков; замена: подшипников, муфты, втулок цепи; подварка сварных швов в металлоконструкции; ремонт электрооборудования	ремонт привода, ремонт металлоконструкции секции и натяжной станции
5 Блоки установки газоочистки	подварка сварных швов, заварка трещин в элементах металлоконструкции	работы большой трудоемкости по ремонту металлоконструкции (сварка, правка, замена циклонов)
6 Электронасосы	частичная разборка насосов, замена быстро изнашивающихся деталей	разборка насосов, замена отдельных деталей
7 Трубопроводная арматура (краны, клапаны и др.)	ревизия со снятием с трубопроводов воды, промывка, устранение негерметичности; шлифовка запорных органов	замена изношенных частей или смена арматуры
8 Трубопроводы	ремонт креплений разъемных соединений, мест негерметичности с применением сварки	разборка с частичной заменой участков, замена креплений

9 Контрольно-измерительные приборы	замена изношенных частей (трубок, гаек и т.п.), сборка и регулирование, испытание и поверка приборов	не производится
------------------------------------	--	-----------------

В ходе проведения камерального и инструментального обследования объекта недостатки не выявлены.

В результате работы по техническому обследованию объекта теплоснабжения предприятия получены следующие основные результаты:

На котельной соблюдаются требования «Правил эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ Р М-016-2001 (РД153-34.0-03.150-00), «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см²), водогрейных котлов и водонагревателей с температурой нагрева воды не выше 388 К (115°С)», и меры безопасности, изложенные в руководстве по эксплуатации и в эксплуатационных документах на комплектующие изделия. Данный объект не является опасным производственным объектом.

На момент обследования котельная находится в эксплуатации 3 (три) месяца, срок службы котельной не менее 10 лет (120 месяцев) и тепловой сети не менее 20 лет (240 месяцев). Уровень износа составляет:

- для котельной 2,5 %.

Проведен анализ энергопотребления. В результате анализа можно сделать вывод для снижения фактического потребления энергетических ресурсов на предприятии необходимо проведение режимно-наладочных испытаний на котлах. Необходима установка частотного привода на электрических двигателях насосов и тягодутьевого оборудования.

Установлено, что котельная предприятия обеспечивают требуемый уровень эксплуатации и бесперебойности снабжения потребителей тепловой энергии. Теплогенерирующее оборудование находится в технически исправном состоянии, котловая и общекотельная автоматика безопасности и регулирования смонтированы на технически новой элементной базе.

Проведены расчеты по определению расчетно-нормативных значений потребляемых топливно-энергетических ресурсов (уголь, электроэнергия) котельной.

**Главный инженер
ООО «Южнобайкальское»**

С.А. Стравинский

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты российской федерации» от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ.
2. Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.
3. Приказ № 182 от 19 апреля 2010 года «Об утверждении требований к энергетическому паспорту, составленному по результатам обязательного энергетического обследования, и энергетическому паспорту, составленному на основании проектной документации, и правил направления копии энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования».
4. СНиП 23-02-2003. «Тепловая защита зданий», М., ФГУП «ЦПП», 2004 г.
5. Строительные нормы и правила. «Отопление, вентиляция и кондиционирование». СНиП 41-01-2003, М., ФГУП «ЦПП», 2004 г.
6. МДК 4-05.2004. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения – М.: ФГУП ЦПП, 2004 г.
7. Методика проведения энергетических обследований (энергоаудита) бюджетных организаций., ГБУ СО «Институт энергосбережения», Екатеринбург 2010 г.
8. Методические указания по обследованию теплопотребляющих установок закрытых систем теплоснабжения и разработке мероприятий по энергосбережению. Нормативные документы для тепловых электростанций, котельных и тепловых сетей. РД 34.09.455-95, г. Москва, ВТИ, 1996 год.
9. Пособие по курсу «Методология проведения энергетического аудита» Библиотека энергоменеджера. ЭНИЗАН, Москва 1997 г.
10. НГТУ. Нижегородский региональный учебно-научный инновационный центр энергосбережения. «Методика проведения инструментальных обследований при энергоаудите». Нижний Новгород. 1998 г.
11. СанПиН 2.2.4.548-96. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: Санитарные правила и нормы.» - М. Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997
12. ГОСТ 30494-96 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата помещений»

13. СНиП 2.04.01-85* (1996) «Внутренний водопровод и канализация зданий». Госстрой России.
14. СНиП 23-01-99* (2003) «Строительная климатология». Госстрой России. М., 2003
15. Исаченко В. П. Теплопередача. – М.-Л.: Издательство «Энергия», 1965.
16. Методика определения фактических потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию трубопроводов водяных тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения. (Разработано МЭИ; утверждено Руководителем Департамента государственного энергетического надзора Министерства энергетики РФ 24 февраля 2004 г.)
17. РД 34.09.255-97 Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях. (Утверждено Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС РОССИИ» 25.04.97 г.)
18. «Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий». Госстрой России, ГУП «Академия коммунального хозяйства». М., 2002.
19. Приказ Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. №115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок».
20. Приказ Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. №325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».
21. Приказ Минэнерго РФ от 20.12.2008 г. №323 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных».
22. Grundfos. Теоретические основы гидравлики.
23. Данилов О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях учебник для вузов. М.: Издательство МЭИ, 2011.- 424 с., ил.
24. Методические указания при производстве работ по наладке и испытаниям котлоагрегатов на природном газе и мазуте., Ленинград 1991г.

25. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005. – 672 с.: ил.
26. Кузнецов Н.В. «Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод» Москва, 1973 г.
27. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии. – 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
28. Малюта, Д.В. Экономика теплоэнергетики. Формирование тарифов на тепловую энергию / Д.В. Малюта, Е.И. Моисеева; ГУ КузГТУ. – Кемерово, 2005. – 107 с.
29. Приказ Госстроя РФ от 01.10.2001 №225 «Об утверждении «Методики определения нормативных значений показателей функционирования водяных сетей»