

Министерство образования и науки Забайкальского края  
Государственное профессиональное образовательное учреждение  
«ЧИТИНСКИЙ ТЕХНИКУМ ОТРАСЛЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И БИЗНЕСА»  
(ГПОУ «ЧТОТиБ»)

УТВЕРЖДАЮ

Зам. Директора по учебной работе

\_\_\_\_\_ А.С. Варфоломеева

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Выполнил

\_\_\_\_\_

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023

г

Руководитель работы

\_\_\_\_\_

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023

г

## Оглавление

Введение.....		3
1. Краткая характеристика существующей котельной.....		5.
2. Технико-экономический анализ эксплуатации котельной.....		7.
2.1. Баланс рабочего времени и заработная плата.....		7.
2.2. Годовые затраты на топливо для производства тепловой энергии.....		11.
2.3. Годовые затраты на электричество, потребляемое котельной.....		11.
2.4. Годовые затраты на воду.....		12.
2.5. Затраты на материалы.....		12.
2.6. Амортизационные отчисления.....		13.
2.7. Остальные расходы (соц. нужды, тек. ремонт, и т.п.).....		14.
2.8. Калькуляция себестоимости тепловой энергии.....		14.
3. Существующие пути и основные задачи реконструкции.....		16.
4. Технологический раздел.....		18.
4.1. Тепловой баланс котла при сжигании природного газа.....		18.
4.2. Расчет дымососа.....		20.
4.3. Расчет вентилятора.....		23.
4.4. Газовые горелки.....		25.
4.5. Расчет топливной составляющей проекта.....		27.
4.6. Первый способ – поставки СПГ. Комплекс СПХР.....		27.
4.7. Расчет трубопровода для транспортировки газа.....		31.
4.8. Подключение котельной к газопроводу.....		34.
4.9. Второй способ – подключение к магистральному газопроводу.....		35.
5. Конструкторский раздел.....		39.
5.1. Перечень конструктивных изменений, вносимых в оборудование котельной .....		39.
5.2. Частотные преобразователи дымососов.....		39.
5.3. Реконструкция газоходов.....		40.
5.4. Реконструкция топки.....		41.
5.5. Установка горелок «БСТ-ГГА-12,0».....		45.
5.6. Замена вентиляторов.....		46.
5.7. Прокладка газопровода.....		46.

5.8. Монтаж ПРГ на территории Центральной котельной.....	48.
5.9. Второй способ газификации.....	49.
6. Экологическая часть.....	50.
7. Экономический раздел.....	51.
7.1. Затраты на реконструкцию.....	51.
7.1.1. Затраты на приобретение оборудования.....	51.
7.1.2. Затраты на производимые работы.....	51.
7.1.3. Затраты на переподготовку персонала.....	52.
7.1.4. Калькуляция затрат на реконструкцию.....	52.
7.2. Технико-экономический анализ работы, реконструированной котельной.....	53.
7.2.1. Баланс рабочего времени и заработная плата.....	53.
7.2.2. Годовые затраты на топливо для производства тепловой энергии.....	55.
7.2.3. Годовые затраты на электроэнергию.....	56.
7.2.4. Годовые затраты на воду.....	57.
7.2.5. Затраты на материалы.....	57.
7.2.6. Амортизационные отчисления.....	57.
7.2.7. Остальные расходы (соц. нужды, тек. ремонт, и т.п.).....	57.
7.2.8. Калькуляция себестоимости тепловой энергии.....	58.
7.3. Экономический эффект и сроки окупаемости проекта.....	59.
Заключение.....	60.
Список использованной литературы.....	61.

## **Введение**

В наше сложное время, с большой кризисной экономикой строительство новых промышленных объектов сопряжено с большими трудностями, если вообще строительство возможно. Но в любое время, при любой экономической ситуации существует целый ряд отраслей промышленности без развития которых невозможно нормальное функционирование народного хозяйства, невозможно обеспечение необходимых санитарно-гигиенических условий населения. К таким отраслям и

относится энергетика, которая обеспечивает комфортные условия жизнедеятельности населения как в быту так и на производстве.

Последние исследования показали экономическую целесообразность сохранения значительной доли участия крупных отопительных котельных установок в покрытии общего потребления тепловой энергии.

Наряду с крупными производственными, производственно-отопительными котельными мощностью в сотни тонн пара в час или сотни МВт тепловой нагрузки установлены большое количество котельных агрегатами до 1 мвт и работающих почти на всех видах топлива.

Однако как раз с топливом и существует самая большая проблема. За жидкое и газообразное топливо, у потребителей часто не хватает средств расплатиться. Поэтому и необходимо использовать местные ресурсы.

В данном дипломном проекте разрабатывается реконструкция производственно-отопительной котельной

### **1. Краткая характеристика существующей котельной**

Источником теплоснабжения является Центральная котельная с двумя водогрейными котлами марки: КВТС-20(25)-150-ПС с топкой НТКС (приложение 1).

Суммарная номинальная производительность по теплу составляет 46,52 МВт (40 Гкал/час). Котельная работает с параметрами теплоносителя: 115/70 °С.

Циркуляция теплоносителя осуществляется сетевыми насосами: Д-630-125.

Таблица 1. Технические характеристики котла.

Параметр	Единицы измерения	Значение
Производительность	МВт/Гкал	23,26/20
Рабочее давление теплоносителя на выходе	МПа/кгс/см <sup>2</sup>	1,0 (10,2)
Температура воды на входе	°С	50-70
Температура воды на выходе	°С	115
Расход воды через котел	т/ч	310
Расход топлива (бурый уголь - 4200 ккал/кг)	т/ч	6,29
КПД котла (брутто)	%	83

Таблица 2. Расход тепла на отопление и ГВС, с учетом тепловых потерь.

Наименование	Общая нагрузка	Отопление	ГВС	Потери
Потребление (Гкал)	31,7	25,4	3,6	2,7

#### Характеристики вспомогательного оборудования.

Таблица 3. Дымосос Д-19М.

Диаметр рабочего колеса, м	1,9
Частота вращения рабочего колеса (синхронная), тах, об/мин	1000
Типоразмер двигателя	ДА304-400ХК-6

Установленная мощность, кВт	315
Потребляемая мощность, кВт	240
Производительность на всасывании, м <sup>3</sup> /ч	105000
Полное давление, даПа	4620
Температура перемещаемой среды на всасывании, °С	150
КПД, max, %	85
Предельная запыленность перемещаемой среды, г/м <sup>3</sup>	2
Предельная температура перемещаемой среды на всасывании, °С	200

Таблица 4. Вентилятор ВДН-8,5Х-3000.

Диаметр рабочего колеса, м	0,85
Частота вращения рабочего колеса (синхронная), max, об/мин	3000
Типоразмер двигателя	4A280M2
Установленная мощность, кВт	132
Потребляемая мощность, кВт	93
Производительность на всасывании, м <sup>3</sup> /ч	28000
Полное давление, Па	10000
Температура перемещаемой среды на всасывании, °С	20
КПД, max, %	83
Предельная запыленность перемещаемой среды, г/м <sup>3</sup>	0,1
Предельная температура перемещаемой среды на всасывании, °С	200

## 2. Техничко-экономический анализ эксплуатируемой котельной

### 2.1. Баланс рабочего времени и заработная плата

Таблица 5. Баланс рабочего времени на одного списочного рабочего.

№	Наименование показателей	Ед. изм.	План на 2023 г.
1	Календарные дни, $D_k$	дни	365
2	Выходные и праздничные дни, $D_{вп}$	дни	118
3	Номинальный фонд рабочего времени, $\Phi_n$	дни	247
4	Планируемые невыходы, $\Phi_{пнев}$	дни	30
5	Эффективный фонд рабочего времени, $\Phi_э$	дни	218
6	Число часов работы в смену одного списочного рабочего, $t_{см}$	ч	8
7	Среднегодовое число часов работы одного списочного рабочего, $t$	ч	1744

8	Дневные часы	ч	1168
9	Ночные (33%, кратное 8) часы	ч	576

Таблица 6. Тарифная сетка рабочих профессий организаций теплоснабжения.

Разряд	Коэффициент (К)	Часовая тарифная ставка, руб.
1	1,0	74,79
2	1,45	108,45
3	2,05	153,32
4	2,8	209,41
5	3,7	276,72
6	4,75	355,25

Минимальная тарифная ставка рабочего 1-го разряда в организациях теплоснабжения на 01.01.2023 г. установлена в размере:  $C_{\text{мин}}=12296$  руб.

Часовая тарифная ставка рабочих котельной определяется по формуле:

$$C_{\text{тар}}^{\text{час}} = \frac{K * C_{\text{мин}}}{t_{\text{мес}}^{\text{сп}}}, \text{ где:} \quad (1)$$

$K$  – тарифный коэффициент соответствующего разряда;

$$t_{\text{мес}}^{\text{сп}} = 164,41 \text{ часа} - \text{среднемесячная норма часов в 2023 году.} \quad (2)$$

Тариф:

$$C_{\text{тар}} = C_{\text{тар}}^{\text{час}} * t = 8 * 218 = 1744 - \text{для дневных работ;} \quad (3)$$

$$C_{\text{тар}} = C_{\text{тар}}^{\text{час}} * (t - t_{\text{н}}) + C_{\text{тар}}^{\text{час}} * 1,4 * t_{\text{н}} - \text{для работы в смену} \quad (4)$$



где:

$t$  – общее количество отработанных часов;

$t_n$  – количество часов, оплачиваемых по ночному тарифу.

Премия:  $C_{пр} = C_{тар} * (\% \text{ премии})$ .

Доплаты:  $C_{доп} = (C_{тар} + C_{пр}) * (\% \text{ доплат})$ .

Вредность:  $C_{вр} = C_{тар} * (\% \text{ вредности})$ .

Таблица 7.

## Штатное расписание котельной г. Новосибирск

№	Наименование профессии.	Кол-во чел.	Разряд	Часовая тарифная ставка.	Кол-во отработанных часов.	Доплаты и надбавки							Всего
						Тариф.	Премия %	Премия в руб.	Районный коэффициент 20%	Северная надбавка 30%	Вредность %	Вредность в рублях	
1.	Начальник смены	4	6	355,25	<u>1168</u> 576	2805622,40	14	392787,14	639681,91	959522,86	0	0	4797614,31
2.	Машинист кочегар	4	5	276,72	<u>1168</u> 576	2185423,88	14	305959,34	498276,64	747414,97	4	87416,96	3824491,79
3.	Машинист кочегар	4	4	209,41	<u>1168</u> 576	1653836,40	14	231537,10	377074,70	565612,05	4	66153,46	2894213,70
4.	Машинист т/п	8	3	153,32	<u>1168</u> 576	2421720,06	14	339040,81	552152,17	828228,26	8	193737,6 0	4334878,90
5.	Слесарь	4	5	276,72	<u>1168</u>	2185423,88	14	305959,34	498276,64	747414,97	4	87416,96	3824491,79

					576								
6.	Слесарь	1	4	209,41	1744	365211,04	14	51129,55	83268,12	124902,18	4	14608,44	639119,32
7.	Электро- газосварщ ик	3	5	276,72	1744	1447799,04	14	202691,87	330098,18	495147,27	8	115823,9 3	2591560,29
8.	Слесарь КИПиА	4	5	276,72	1744	1930398,72	14	270255,84	440130,92	660196,36	4	77215,96	3378197,76
9.	Электрик	4	5	276,72	<u>1168</u> 576	2185423,88	14	305959,34	498276,64	747414,97	4	87416,96	3824491,79
10.	Аппартачи к ХВО	1	3	153,32	<u>1744</u>	267390,08	14	37434,61	60964,94	91447,41	4	10695,60	467932,64
11.	Машинист бульдозер а	4	5	276,72	<u>1168</u> 576	2185423,88	14	305959,34	498276,64	747414,97	8	174833,9 2	3911908,75
12.	Приемосда тчик	1	3	153,32	1744	267390,08	14	37434,61	60964,94	91447,41	8	21391,21	478628,25

13.	Уборщик быт. и служ. помещени й	1	3	153,32	1744	267390,08	14	37434,61	60964,94	91447,41	0	0	457237,04
14.	Итого:	43			<u>41840</u> 18432	20168453,4 2		2823583,5	4598407,3 8	6897611,0 8		936711	35424766,3 8

## 2.2. Годовые затраты на топливо для производства тепловой энергии

Расход топлива в час найдем исходя из тепловых нагрузок с учетом КПД котла.

$$B_{\text{кч}} = \frac{Q_{\text{ч}} * 100}{\eta * Q_{\text{н}}^{\text{p}}} * 10^3 = \frac{31,7 * 100}{83 * 4203} * 10^3 = 9 \text{ т/ч} \quad (5)$$

где:

$B_{\text{кч}}$  - расход топлива котельной в час т/ч;

$Q_{\text{ч}}$  - часовая потребность в тепловой энергии (табл. 2);

$\eta$  - КПД котла (табл. 1).

$Q_{\text{н}}^{\text{p}}$  - низшая теплота сгорания топлива. Бурый уголь марки БЗ - 4203 ккал/кг

Средний расход топлива на отопительный период:

$$B_{\text{к}}^{\text{сод}} = B_{\text{кч}} * \frac{t_{\text{в}}^{\text{p}} - t_{\text{н}}^{\text{сром}}}{t_{\text{в}}^{\text{p}} - t_{\text{н}}^{\text{p}}} * n_0 = 9 * \frac{20 - (-11,4)}{20 - (-40)} * 6120 = 28\,825,2 \text{ т/год} \quad (6)$$

где:

$t_{\text{в}}^{\text{p}}$  - расчетная внутренняя температура воздуха °С;

$t_{\text{н}}^{\text{сром}}$  - средняя расчетная температура наружного воздуха за отопительный период °С - [34];

$t_{\text{н}}^{\text{p}}$  - минимальная расчетная температура наружного воздуха °С - [34];

$n_0$  - продолжительность отопительного периода в часах - [34];

Расходы на топливо в год:

$$S_{\text{т}} = B_{\text{к}}^{\text{сод}} * \Pi_{\text{т}} = 28\,825,2 * 2500 = 72\,063\,000 \text{ руб./год}, \quad (7)$$

где:

$\Pi_{\text{т}}$  - оптовая цена одной тонны топлива в данном регионе.

## 2.3. Годовые затраты на электричество, потребляемое котельной

$$S_{\text{э}} = \mathcal{E}_{\text{сн}} * \Pi_{\text{э}} = 2\,324\,612 * 5,17 = 12\,018\,244,04 \text{ руб./год}, \quad (8)$$

где:

$\Pi_{\text{э}}$  - цена за 1 кВт потребляемой электроэнергии = 5.17 руб./кВт

$\mathcal{E}_{\text{сн}}$  - годовой расход электроэнергии на собственные нужды котельной;

$$\mathcal{E}_{\text{сн}} = Q^{\text{год}} * 0.025 = 92\,984,51 * 0,025 = 2\,324,612 \text{ МВт/год} = 2\,324\,612 \text{ кВт/год} \quad (9)$$

где:

$Q^{\text{год}}$ - годовая выработка тепловой энергии;

$$Q^{\text{год}} = \frac{B_{\text{к}}^{\text{год}} * \mathcal{E}}{0.186} = \frac{28\,825,2 * 0,6}{0.186} = 92\,984,51 \text{ Гкал}, \quad (10)$$

где:

$$\mathcal{E} - \text{топливный эквивалент}, \mathcal{E} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{29300} = \frac{17585}{29300} = 0,6 \quad (11)$$

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ - низшая теплота сгорания топлива. Бурый уголь марки БЗ – 4203 ккал/кг=17585 кДж/кг согласно сертификату.

## 2.4. Годовые затраты на воду

Затраты на воду определяются исходя из годового расхода воды на собственные нужды котельной и цены 1 тонны воды, т.е.:

$$S_{\text{в}} = G_{\text{сн}}^{\text{год}} * C_{\text{в}} = 50796 * 17,42 = 884\,866,32 \text{ руб./год}, \quad (12)$$

где:

$$C_{\text{в}} - \text{цена за 1 тонну воды} = 17.42 \text{ руб.} \quad (13)$$

$$G_{\text{сн}}^{\text{год}} - \text{годовой расход воды, т: } G_{\text{сн}}^{\text{год}} = G_{\text{сн}} * n_0 = 8,3 * 6120 = 50796 \text{ т} \quad (14)$$

где:

$n_0$ - продолжительность отопительного периода в часах – [34].

Средний часовой расход воды, согласно показаниям прибора учета:  $G_{\text{сн}} = 8,3 \text{ т/ч.}$  (15)

## 2.5. Затраты на материалы

Согласно отчету финансового отдела управляющей компании затраты на материалы составляют  $S_{\text{мат}} = 4213549 \text{ руб./год.}$

## 2.6. Амортизационные отчисления

Таблица 8. Расчет стоимости здания котельной.

№	Наименование помещений	Объём/ площадь  м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup>	Стоимость за м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup>	Стоимость здания тыс. руб.
1	Производственное	29635 м <sup>3</sup>	20000	592700
2	Вспомогательное 20%	430,7 м <sup>2</sup>	20000	8614
Итого:				601314

План котельной.

Площадь здания S= 2153,5 м<sup>2</sup>; высота h= 5-26 м. Объем здания V= 29635 м<sup>3</sup>.

Таблица 9. Расчет годовой суммы амортизационных отчислений.

№	Наименование ОПФ	Стоимость ОПФ тыс. руб.	Норма амортизации %	Годовая сумма амортизации тыс. руб.
1	Здание котельной	601314	2,5	15032,85
2	Котел КВТС 20(25), 2 шт.	17400	5	870
3	Вспомог. оборудование	1566	12,5	195,75
4	Насосы	696	12,5	87

5	Вентиляторы	1044	11	114,84
6	Обор-е пит-й. системы	348	14,5	50,46
7	Дымососы	1914	14	267,96
8	Сварочное оборудование	190	16,7	31,73
9	Об-е токарно-сверлилн.	290	8,3	24,07
10	Золоуловители	1914	10	191,4
11	Дымовая труба	150328,5	3,3	4960,84
Итого:		561442		20028,72

## 2.7. Остальные расходы

1) Социальные нужды:

$$S_{cn} = \frac{S_{зн} * T_c}{100} = \frac{35424766,38 * 30,2}{100} = 10698279,45 \text{ руб./год} \quad (16)$$

где:

$S_{зн}$  - расходы на заработную плату промышленного и обслуживающего персонала, руб/год;

$T_c$  - тариф страховых ставок по отчислениям = 30.2%;

2) Общецеховые нужды:

Общецеховые расходы принимаем 3% от расходов на топливо, воду, электроэнергию, оплату труда и амортизацию.

$$S_{оцр} = (S_m + S_э + S_г + S_{зн} + S_{ам}) * 3\% = (72063000 + 12018244,04 + 884866,32 + 35424766,38 + 20028720) * 3\% = 4212587,9 \text{ руб./год} \quad (17)$$

3) Текущий ремонт:



Расходы на текущий ремонт принимаем 30% от годовой суммы амортизационных отчислений.

$$S_{\text{тр}} = S_{\text{ам}} * 30\% = 15067880 * 30\% = 6008616 \text{ руб./год} \quad (18)$$

4) Прочие расходы:

Прочие расходы принимаем за 1% от всех расходов.

$$S_{\text{пр}} = (S_{\text{т}} + S_{\text{э}} + S_{\text{в}} + S_{\text{мат}} + S_{\text{зп}} + S_{\text{ам}} + S_{\text{сн}} + S_{\text{оцр}} + S_{\text{тр}}) * 1\% = (72063000 + 12018244,04 + 884866,32 + 4213549 + 35424766,38 + 20028720 + 10698279,45 + 4212587,9 + 6008616) * 1\% = 1655526,29 \text{ руб./год} \quad (19)$$

## 2.8. Калькуляция себестоимости тепловой энергии

Таблица 10. Расчет полной себестоимости.

№	Статьи расходов	Сумма тыс. руб.
1	Топливо, $S_{\text{т}}$	72 063
2	Вода, $S_{\text{в}}$	884,866
3	Электричество, $S_{\text{э}}$	12 018,244
4	Материалы, $S_{\text{мат}}$	4 213,549
5	Оплата труда, $S_{\text{зп}}$	35 424,766
6	Отчисления от ФОТ на соц. нужды, $S_{\text{сн}}$	10 698,279
7	Амортизация, $S_{\text{ам}}$	20028,72
8	Общецеховые нужды, $S_{\text{оцр}}$	4 212,587
9	Текущий ремонт, $S_{\text{тр}}$	6 008,616
10	Прочие расходы, $S_{\text{пр}}$	1 655,526
Полная себестоимость, $S_{\text{сб}}^{\text{уголь}}$		167 208,155
Себестоимость 1 Гкал		1,798

### **3. Существующие пути и основные задачи реконструкции**

Любое оснащение котельной имеет конкретный срок износа. Незадолго до того, как этот срок истечет, следует задуматься либо о частичной замене оборудования, либо о полной реконструкции котельной.

Реконструкция котельных - это комплекс технических мероприятий, направленных на полную замену оборудования, исчерпавшего свои ресурсы, устаревшего морально и физически, на новое, современное оснащение.

Реконструкция позволяет решить следующие задачи:

- Снижение расходов топлива, что способствует уменьшению себестоимости тепловой энергии.
- Повышение производительности оборудования.
- Сокращение затрат на содержание котельной.
- Повышение качества теплоснабжения.
- Уменьшение объема вредных выбросов в атмосферу.

В данном проекте рассматривается котельная, запущенная в эксплуатацию в 2002 году. Заявленный срок эксплуатации котлов КВТС 20(25)-150-ПС по паспорту [24] - 20 лет и, не смотря на регулярное техническое обслуживание, все чаще происходят отказы и аварии, как на основном, так и вспомогательном оборудовании. Несущие элементы котлов и воздухораспределительные решетки «кипящего слоя» имеют температурные деформации. Замена старых котлов на идентичные, угольные, позволит продлить срок эксплуатации котельной и получить незначительную экономию топлива и материалов.

Так же большим плюсом перехода на газ является улучшение экологической обстановки в городе в связи со значительным уменьшением вредных выбросов в атмосферу.

Экономическая эффективность планируемой реконструкции будет рассчитана в процессе написания проекта.

#### 4. Технологический раздел

##### Расчет и выбор оборудования реконструируемой котельной

В данном проекте использованы материалы расчетно-пояснительной записки «Котлоагрегат КВ-ТС-20(25)-150ПС с топкой низкотемпературного кипящего слоя для сжигания бурого угля», 62.077.00.00 ПЗ тепловой и аэродинамические расчеты - [23].

##### 4.1. Тепловой баланс котла при сжигании природного газа

Проведем расчет теплового баланса котла при сжигании природного газа. Общее уравнение теплового баланса имеет вид:

$$Q_p + Q_{в.вн.} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \text{ кДж/м}^3 \quad (20)$$

где:

$Q_p$  - располагаемое тепло топлива;

$Q_{в.вн.}$  - тепло, внесенное в топку воздухом при его подогреве вне котла;

$Q_1$  - полезно использованное тепло;

$Q_2$  - потеря тепла с уходящими газами;

$Q_3$  - потеря тепла от химической неполноты сгорания топлива;

$Q_4$  - потеря тепла от механической неполноты сгорания топлива;

$Q_5$  - потеря тепла от наружного охлаждения;

$Q_6$  - потеря с теплом шлака.

При сжигании газообразного топлива в отсутствие внешнего подогрева воздуха и парового дутья величины  $Q_{в.вн.}$ ,  $Q_4$ ,  $Q_6$  равны 0, поэтому уравнение теплового баланса будет выглядеть так:

$$Q_p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_5, \text{ кДж/м}^3. \quad (21)$$

В процентном виде:

$$q_n = \frac{Q_n}{Q_p} * 100, \% \quad (22)$$

$q_1 + q_2 + q_3 + q_5 = 100 \%$ ; отсюда КПД котла ( $q_1$ ) равно:

$$q_1 = 100 - (q_2 + q_3 + q_5) \% \quad (23)$$

Располагаемое тепло 1 м<sup>3</sup> газообразного топлива:

$$Q_p = Q_n + i_{\text{тл}}, \text{ кДж/м}^3 \quad (24)$$

где:

$Q_n$  - низшая теплота сгорания газообразного топлива, кДж/м<sup>3</sup>;

$i_{\text{тл}}$  - физическое тепло топлива, кДж/м<sup>3</sup>. (Учитывается в том случае, когда топливо подогревается посторонним источником тепла).

В нашем случае этого не происходит, поэтому  $Q_p = Q_n$ , кДж/м<sup>3</sup>;

$$Q_n = Q_n(\text{CH}_4) * 0,92 + Q_n(\text{C}_2\text{H}_6) * 0,035 + Q_n(\text{C}_3\text{H}_8) * 0,015 + Q_n(\text{C}_4\text{H}_{10}) * 0,005 + \\ + Q_n(\text{C}_5\text{H}_{12}) * 0,01 = 35830 * 0,92 + 63770 * 0,035 + 91270 * 0,015 + 118680 * 0,005 + 145120 * 0,01 = 38609,2 \text{ кДж/м}^3. \quad (25)$$

$$q_2 = \frac{I_{\text{yx}} - \alpha_{\text{yx}} * I_{\text{x.с.}}}{Q_p} * 100$$

где:

$$I_{\text{yx}} - (\text{энтальпия уходящих газов}) = V_r * c_{\text{yx}} * t \quad (26)$$

где:

$$V_r = V_{\text{п.г.}} * (10,7 + (\alpha - 1) * 8,56) * \frac{t_{\text{yx}}}{273}; \quad (27)$$

где:

$V_{\text{п.г.}}$  - количество природного газа = 1 м<sup>3</sup>;

$\alpha$  - коэффициент избытка воздуха = 1,05 (таблица 16);

$t_{\text{yx}}$  - температура уходящих газов = 130 °С (403 К) (при сжигании природного газа рекомендуемая температура уходящих газов 120-130 °С); -[38]

$$V_r = 1 * (10,7 + (1,05 - 1) * 8,56) * \frac{403}{273} = 16,43 \text{ м}^3, \quad (28)$$

Уходящие дымовые газы при номинальном режиме сжигания природного газа в котельных агрегатах состоят из 71% азота (N<sub>2</sub>), 18% воды (H<sub>2</sub>O), 9% углекислого газа (CO<sub>2</sub>) и до 2% кислорода (O<sub>2</sub>).

$$c_{yx} = 0,71 * 1,2983 + 0,18 * 1,5131 + 0,09 * 0,7364 + 0,02 * 1,3256 = 1,287 \text{ кДж/м}^3 * \text{К}, [29], \text{ (таблица V)}; \quad (29)$$

$$I_{yx} = 16,43 * 1,287 * 130 = 2748,9 \text{ кДж/м}^3. \quad (30)$$

$\alpha_{yx} = 1,4$  - [27], (таблица 9);

$$I_{x.в.} = V^0 * c_b * t \quad (31)$$

где:

$$V^0 = 13545 / 1260 = 10,75 \text{ м}^3, \text{ (согласно расчетам вентилятора);}$$

$$c_b = 1,3209 \text{ кДж/м}^3 * \text{К} - [29], \text{ (таблица V)};$$

$$t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$I_{x.в.} = 10,75 * 1,005 * 20 = 216,08 \text{ кДж/м}^3. \quad (32)$$

$$q_2 = \frac{2748,9 - 1,4 * 216,08}{38609,2} * 100 = 6,34 \% \quad (33)$$

$q_3 = 0,4 \%$ , согласно паспорту горелки - [25];

$q_5 = 1,1 \%$ , 20 Гкал/ч  $\approx$  37 т/ч пара, согласно графику определения потерь тепла от котла в окружающую среду Q<sub>5</sub> - [29], (приложение 8);

Отсюда находим  $q_1$ :

$$q_1 = 100 - (q_2 + q_3 + q_5) = 100 - (6,34 + 0,4 + 1,1) = 92,16 \%. \quad (34)$$

#### 4.2. Расчет дымососа

При переходе на сжигание газа изменяются количественные и качественные характеристики уходящих газов. Исходя из этого, будут внесены изменения в газо-воздушный тракт.

Для уточнения производительности дымососа произведем расчет объема дымовых газов при сжигании ПГ.

$$V_{дг} = V_g * 1260 \quad (35)$$

где:

$V_r$  – объем газов на 1 м<sup>3</sup> сжигаемого ПГ;

Следовательно:

$$V_{др} = 16,43 * 1260 = 20701,8 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (36)$$

Объем дымовых газов при работе двух горелок будет равен:

$$V_{др} * 2 = 20701,8 * 2 = 41403,6 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (37)$$

Производительность действующего дымососа равна = 105000 м<sup>3</sup>/ч. Полное сопротивление газового тракта «котел – дымосос» согласно аэродинамическому расчету котла КВТС 20(25)-150ПС - [23], (таблица 8) равняется = 2921 Па. Отсюда мы отнимем сопротивление батарейных циклонов (сопротивление циклона - 784 Па), так как они не нужны при сжигании газообразных топлив и будут отключены в процессе реконструкции газохода (газоход после экономайзера будет напрямую соединен со всасом дымососа – приложение 3). Соответственно, полное сопротивление газового тракта «котел – дымосос» будет равно = 2137 Па.

Из вышеизложенного мы видим, что нагрузка дымососа после реконструкции уменьшится более чем на 50% и становится неэкономично использовать данное оборудование. Альтернативой приобретению нового оборудования я рассматриваю объединение газоходов котлов для работы на одном дымососе (приложение 3). Второй дымосос остается резервным.

Так же для максимально полезного использования мощностей оборудования предусматриваю установку высоковольтных преобразователей частоты с векторным управлением: «**Goodrive5000**».

Таблица 11. Высоковольтный частотный преобразователь 6 кВ с векторным управлением Goodrive5000.

Тип	Мощность (кВА)	Номинальный ток (А)	Мощность двигателя (кВт)	Размеры (мм)	Вес (кг)
GD5000-A0315-06	315	31	250	3800 x 1200 x 2720	2835

По статистическим данным работа от ПЧ дает экономию эл. энергии 20-40%, помимо этого, позволяет избегать пусковых токов, которые в 5-7 раз превышают номинал. Это, в свою очередь, продлевает сроки эксплуатации оборудования и сокращает расходы на обслуживание, и текущие ремонты.

На графике зависимости потребляемой мощности от нагрузки при дросселировании и использовании ПЧ (рис. 1) видно, что максимальная экономия электроэнергии достигается при 40-60% открытия дроссельной заслонки, что соответствует именно рабочему диапазону.

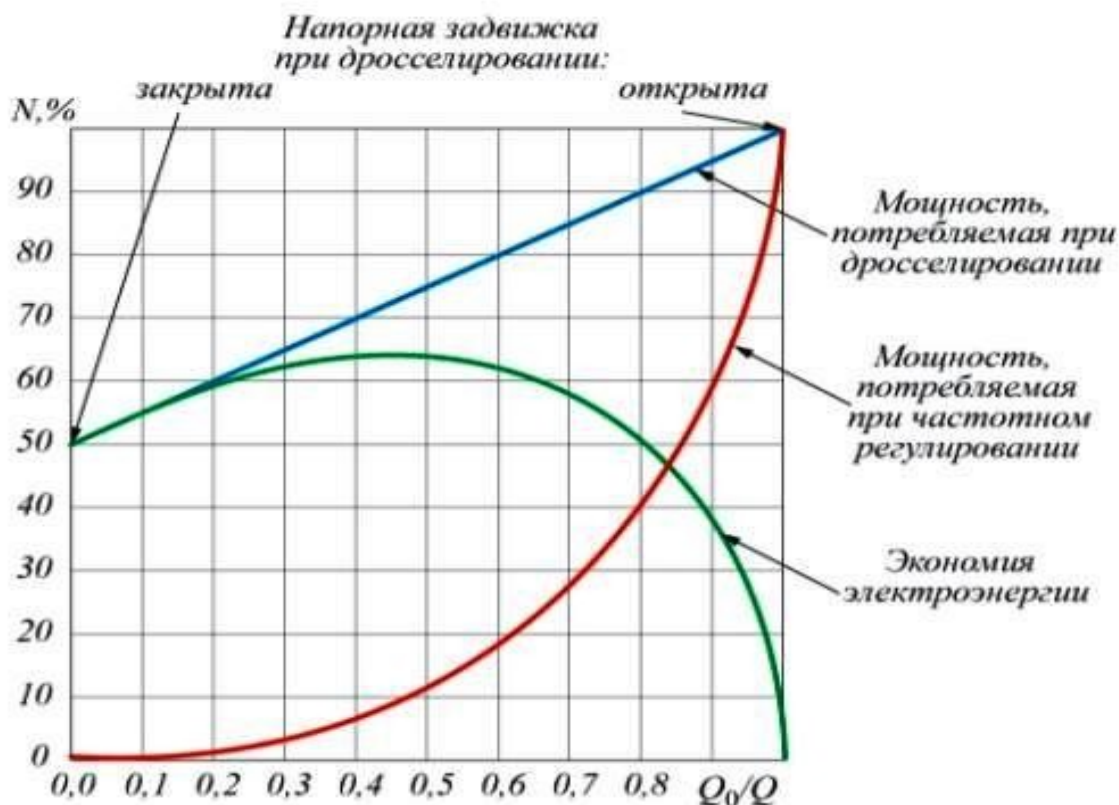


Рис. 1.

Данный график наглядно показывает, что при работе котельной с максимальной нагрузкой применение ПЧ не дает никакой экономии, но максимальная потребность города в тепловой энергии составляют всего 73% от мощности котельной и пиковые нагрузки длятся не более 1-го месяца в течении отопительного периода. Следовательно, основное время дымосос работает не в полную нагрузку и использование преобразователей частоты экономически оправдано. Ниже приведена сравнительная таблица работы эл. двигателя с питанием напрямую от сети и через преобразователь частоты.



Таблица 12. Сравнительная таблица работы двигателя с установленным ПЧ.

Сравнение до и после установки ПЧ			
Работа от сети		Работа от ПЧ	
Рабочая частота Hz	50	Рабочая частота Hz	40
Входное напряжение kV	6	Входное напряжение kV	5,7
Входной ток А	31	Входной ток А	18,5
Коэффициент мощности	0,9	Коэффициент мощности	0,96
Мощность двигателя kW	250	Мощность двигателя kW	160

#### 4.3. Расчет вентилятора

Далее рассчитаем количество воздуха, необходимое для работы горелки «БСТ-ГГА-12,0». Для этого нам нужно знать элементарный состав топлива, приведенный ниже в таблице 13.

Таблица 13. Состав природного газа.

Элемент	Ед. измерения	Количество
Метан (CH <sub>4</sub> )	%	92
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	%	3,5
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	%	1,5

Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	%	0,5
Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	%	1
Углекислый газ (CO <sub>2</sub> )	%	0,25
Азот (N <sub>2</sub> )	%	0,25
Неуглеводородные вещества	%	1

В таблице приведены усредненные показатели. Некоторые величины могут отличаться, но незначительно.

Найдем количество кислорода:

$$V_{O_2} = \alpha * V_{газ} * \frac{(2 * d_{CH_4} + 3.5 * d_{C_2H_6} + 5 * d_{C_3H_8} + 6.5 * d_{C_4H_{10}} + 8 * d_{C_5H_{12}})}{100} \quad (38)$$

где:

$\alpha$  – коэффициент избытка воздуха;

$V_{газ}$  – расход природного газа одной горелкой;

$d_{(CH_4-C_2H_6 \text{ и т.д.})}$  – массовая доля элемента в единице объема газа в процентах.

$$V_{O_2} = 1,05 * 1260 * \frac{(2 * 92 + 3,5 * 3,5 + 5 * 1,5 + 6,5 * 0,5 + 8 * 1)}{100} = 2844,45 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (39)$$

Найдем количество воздуха:

$$V_{возд.} = V_{O_2} * \frac{1}{0,21} = 2844,45 * \frac{1}{0,21} = 13545 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (40)$$

Для работы одной горелки на номинальной нагрузке (12 МВт/ч) необходимо 13545 м<sup>3</sup>/ч воздуха. Следовательно, для работы котла с двумя горелками нужно:  $V_{возд.} * 2 = 13545 * 2 = 27090 \text{ м}^3/\text{ч}$ . (41)

Согласно аэродинамическому расчету котла КВТС 20(25)-150ПС - [23], (таблица 1) суммируем сопротивления воздушного тракта «вентилятор – шибер воздуха под решетку» без системы возврата уноса. Подвод воздуха к горелкам берем после перехода 1000х630 на 600х800. Следовательно, сопротивление воздуховода 489 Па. Учитывая запас по производительности (1,1) и запас по давлению (1,2), для обеспечения необходимых параметров дутья произведем замену высоконапорных вентиляторов: ВДН-8,5Х-3000 вентиляторами среднего давления: ВЦ 14-46-8.

Вентиляторы ВДН-8,5Х-3000 поместим на склад, на консервацию

Рабочие параметры вентилятора приведены ниже в таблице 14.

Таблица 14. Вентилятор ВЦ 14-46-8.

Диаметр рабочего колеса, м	0,85
Частота вращения рабочего колеса (синхронная), max, об/мин	1000
Типоразмер двигателя	AIP250S6
Установленная мощность, кВт	45
Потребляемая мощность, кВт	30
Производительность на всасывании, м <sup>3</sup> /ч	24500- 37000
Полное давление, Па	2600- 2850
Температура перемещаемой среды на всасывании, °С	20
Предельная запыленность перемещаемой среды, г/м <sup>3</sup>	0,1
Предельная температура перемещаемой среды на всасывании, °С	200

Для регулировки работы вентилятора установим преобразователь частоты: «FCI-G22/P30-4+FCI-FM».

Технические характеристики приведены в таблице 15.

Таблица 15. Преобразователь частоты «FCI-G22/P30-4+FCI-FM».

Тип	Номинальный ток (А)	Мощность двигателя (кВт)	Размеры (мм)
Optimus AD800- 4T022H/030L	30, 60	22, 30	460x300x219

Целесообразность и экономическую выгоду использования ПЧ мы рассмотрели при расчете дымососа.

#### 4.4. Газовые горелки

В ходе реконструкции котельной для сжигания топлива на котлы будут устанавливаться универсальные дутьевые газовые горелки среднего давления «БСТ-ГГА-12,0». Это высококалорийные горелки с частичным предварительным смешиванием. Технические характеристики приведены ниже.

Таблица 16. Горелка газовая автоматическая БСТ-ГГА-12,0.

ОСНОВНЫЕ РАБОЧИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БСТ-ГГА-12,0	
Номинальная тепловая мощность	12 МВт
Минимальная рабочая тепловая мощность горелки	2,0 МВт
Номинальный расход природного газа	1260 м <sup>3</sup> /ч
Минимальный расход природного газа	210 м <sup>3</sup> /ч
Коэффициент избытка воздуха	1,05
Присоединительное давление газа	5-50 кПа
Номинальное давление воздуха перед горелкой, не более	3 кПа
Длина факела (регулируемая)	2 - 6 м
ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ И МАССОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Длина	1800 мм
Ширина	850 мм
Высота	1100 мм
Масса не более	350 кг

Номинальная производительность горелки – 12 МВт/ч, т.е. 24 МВт/ч на один котел.

При переходе на сжигание газа КПД котла возрастает до 92,16 % - формула (34).  
Производительность котла при этом будет равна:

24 МВт/ч \* 92,16 % = 22,12 МВт/ч.

(42)

Наблюдается незначительное снижение мощности котлов, суммарная производительность котельной:  $22,12 \text{ МВт/ч} * 2 = 44,24 \text{ МВт/ч}$ . Это ниже номинальной производительности при работе на угле на 5 %, но в 1,4 раза перекрывает тепловые нагрузки, необходимые городу на отопление и ГВС (табл.2). Следовательно, использование более мощных источников тепла считаю нецелесообразным.

Запас по теплопроизводительности котельной принимается в связи с проводимой реконструкцией тепловых сетей г. Новосибирск. Задачи реконструкции – упразднение бесперспективных малых котельных и подключение данных участков к централизованной сети.

#### **4.5. Расчет топливной составляющей проекта**

В данном проекте рассматривается два способа газоснабжения котельной: поставки СПГ (сжиженный природный газ) и магистральный газопровод.

#### **4.6. Первый способ – поставки СПГ**

Для обеспечения реконструированной котельной СПГ будет построен комплекс СПХР (рис. 2) на территории бывшего металлургического завода и трубопровод протяженностью 4 км до Центральной котельной.

На территории бывшего АО «ПЗРС» сохранилась сеть Ж/Д путей, которые будут использованы для подвоза СПГ железнодорожным транспортом.

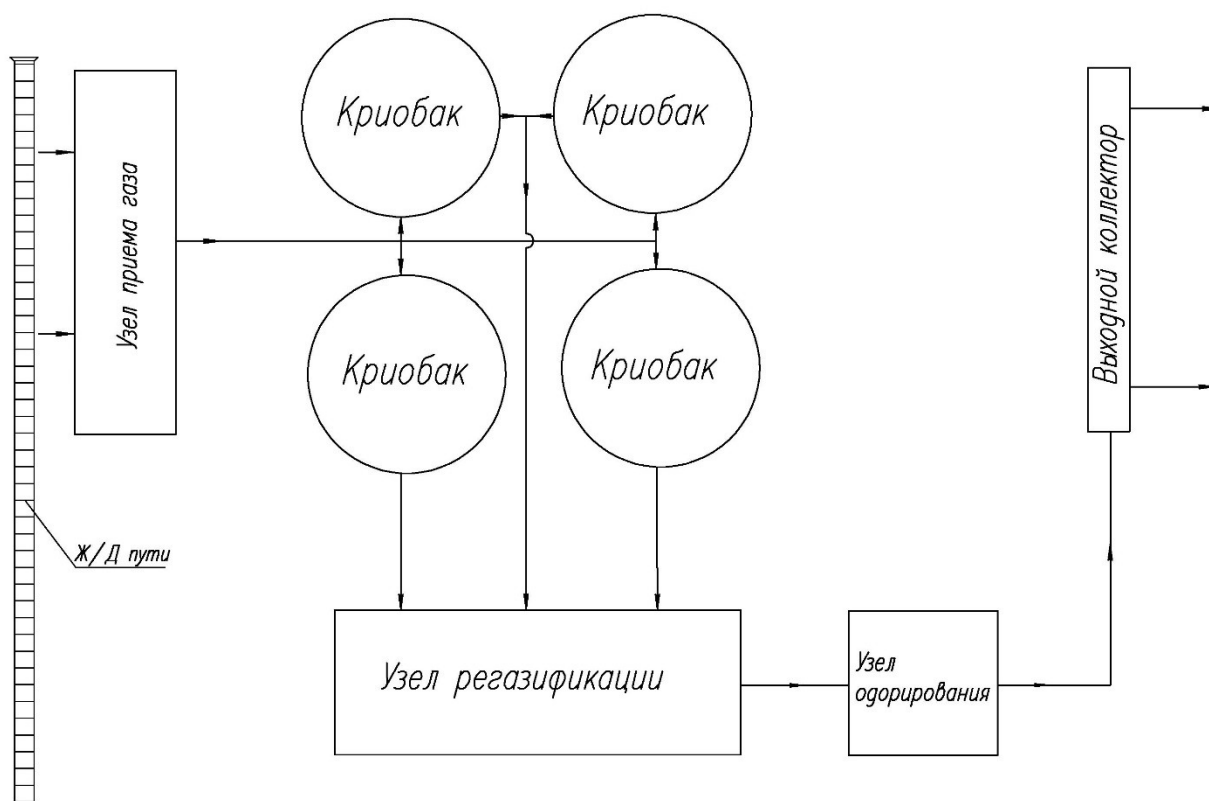


Рис. 2. Устройство СПХР (система приемки, хранения и регазификации).

Географическое положение комплекса СПХР выбрано с учетом [31]. Ближайшие жилые дома находятся на расстоянии 1000-1500 м, в непосредственной близости отсутствуют какие-либо промышленные здания и строения, преобладающий ветер (западный) не захватывает жилой массив

Заправка емкости хранения сжиженным природным газом из транспортной емкости осуществляется через узел слива СПГ с помощью криогенного насоса, установленного на транспортной емкости при давлении 0,5 МПа (рис. 4). При работе СПХР в емкости хранения поддерживается заданное давление. Регулирование давления в емкости хранения осуществляется в пределах 0,45...0,6 МПа. Температура СПГ при этом составляет от - 137 до - 140 °С соответственно. Емкость хранения заполняется на 90% СПГ, оставшиеся 10% – газовая шапка.

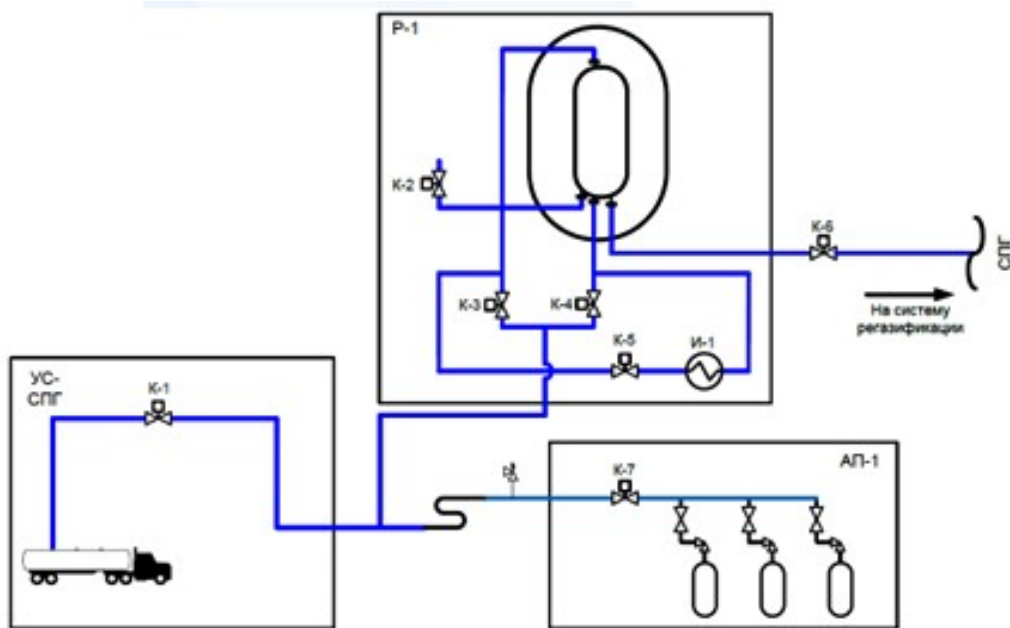


Рис. 4. Технологическая схема системы хранения СПГ.

Регазификация природного газа осуществляется из емкости хранения по одной из двух линий регазификации (рис. 5). Эти линии работают попеременно с заданным интервалом, равным 8 часам, в целях удаления инея, который намерзает на атмосферных испарителях в процессе работы. Переключение линий производится автоматически, либо по команде оператора. СПГ из резервуара хранения подается в группу атмосферных испарителей (И-2, И-3), где испаряется и нагревается ниже температуры окружающей среды на 10 - 15 °С. Затем газ проходит через электрический нагреватель (НА-1, НА-2), где нагревается до необходимой температуры.

Температура газа, выходящего из газораспределительных станций должна быть не ниже расчетной температуры наружного воздуха для района строительства при подаче газа в надземные и наземные газопроводы - [31].

За расчетную температуру наружного воздуха следует принимать температуру наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, для Петровска-Забайкальского это - 37 °С - [34].

Оптимальную среднегодовую температуру охлаждения газа следует принимать на 10 - 15 °С выше расчетной среднегодовой температуры наружного воздуха. Расчетную температуру наружного воздуха в данный рассматриваемый период (год, квартал, месяц) следует определять по формуле:

$$T_e = T_a + \delta T_a$$

где:

$T_a$  - средняя температура наружного воздуха в рассматриваемый период, определяемая по данным - [34];

$\delta T_a$  - поправка на изменчивость климатических данных;  $\delta T_a$  следует принимать равной  $2\text{ }^\circ\text{C}$  – [35].

После электрического нагревателя газ проходит узел одорирования (ОД), затем поступает в газораспределительную сеть для подачи потребителям. Перед подачей потребителю в емкости хранения стабилизируется давление, поддерживается заданный расход на выходе установки.

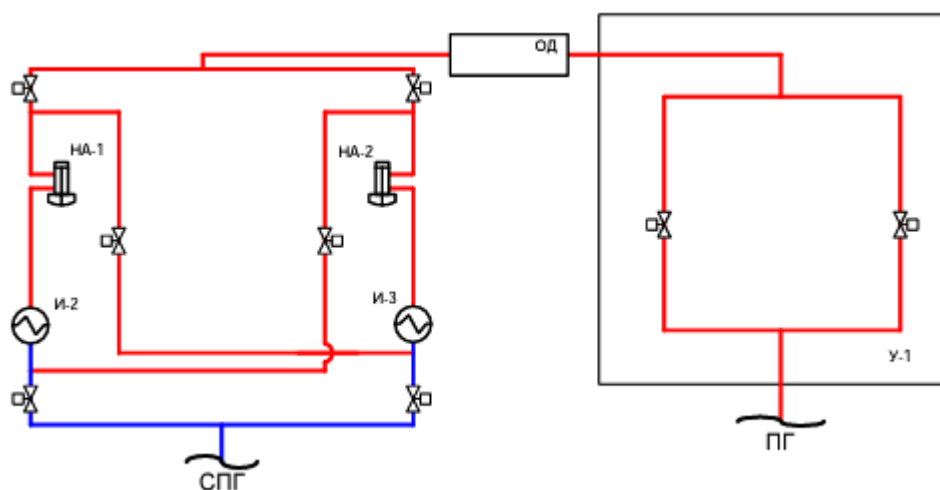


Рис. 5. Технологическая схема системы регазификации СПГ.

Объем газового хранилища рассчитываем на двухнедельный запас топлива при максимальной тепловой нагрузке Центральной котельной. Произведем расчет количества СПГ.

Два котла будут оборудованы четырьмя горелками «БСТ-ГГА-12,0», расход газа одной горелкой при максимальной нагрузке –  $1260\text{ м}^3/\text{ч}$ , следовательно, расход газа четырьмя горелками в течении 14 суток равен:

$$V_{\text{пр}} = 1260 \cdot 4 \cdot 24 \cdot 14 = 1693440\text{ м}^3. \quad (43)$$

Здесь мы рассчитали количество природного газа. Теперь рассчитаем количество СПГ.

Коротко о получении СПГ:

Сжиженный природный газ получают из природного газа путём сжатия с последующим охлаждением. Процесс проходит в несколько ступеней — каждый раз газ сжимается в 5—12 раз и охлаждается, затем направляется на следующую ступень. Сжижается газ при



охлаждении вслед за окончательной стадией сжатия. При сжижении природный газ уменьшается в объеме примерно в 600 раз. Исходя из этого, получаем что:

$$V_{\text{сжг}} = \frac{1693440}{600} = 2822,4 \text{ м}^3. \quad (44)$$

Следовательно, объем газового хранилища комплекса СПХР должен быть не менее 2822,4 м<sup>3</sup>, примем - 3000 м<sup>3</sup>.

#### 4.7. Расчет трубопровода для транспортировки газа

Для определения проходимости газопровода учитывается налаженная подача в часы наибольшего потребления при условии минимальной утраты напора между частями системы.

Суммарный номинальный расход природного газа на нужды котельной равен 1260\*4=5040 м<sup>3</sup>/ч, (45)

Давление на входе в ПРГ (пунктов редуцирования газа) на территории Центральной котельной составляет: 0,6-1,2 МПа и поддерживается автоматикой.

Функциональная схема автоматизации системы хранения СПГ показана на рисунке 6. Для стабильной работы системы производятся расчеты расхода газа для различных режимов работы котельной и настройка автоматики давления и расхода.

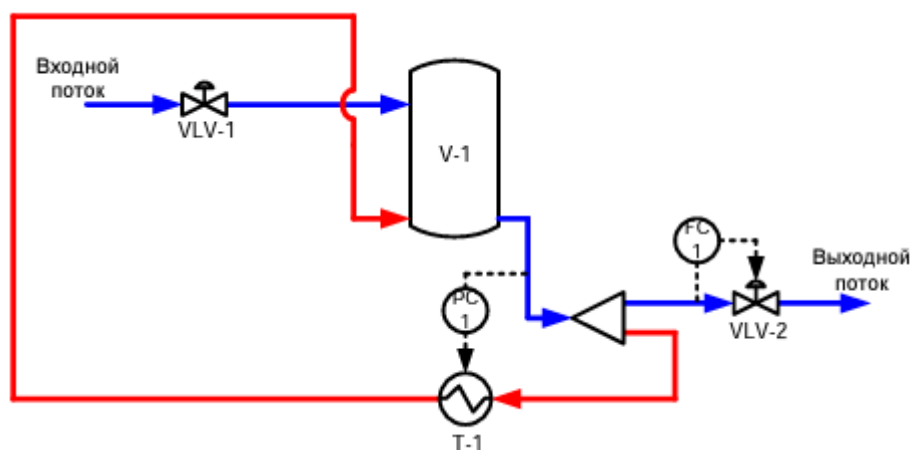


Рис. 6. Функциональная схема автоматизации СПХР.

Обозначения: V-1 – емкость хранения; T-1 – теплообменник;  
PC1 – регулятор давления; FC1 – регулятор расхода.

Используя методику СП 24-101-2003, рассчитаем необходимый диаметр газопровода по формуле:

$$d_p = \sqrt[m]{\frac{A * B * \rho_0 * Q_n^m}{\Delta P_{уд}}}; \quad (46)$$

где:

A, B, m,  $m^1$  - коэффициенты, определяемые по таблице (17) в зависимости от категории сети (по давлению) и материала газопровода;

$Q_n$  - расчетный расход газа при нормальных условиях, равный:

$$5040/1,5 = 3360 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (47)$$

$\rho_0$  - плотность газа при нормальных условиях (0,68-0,85 кг/м<sup>3</sup>),

$$\text{примем } 0,73 \text{ кг/м}^3 \quad (48)$$

$\Delta P_{уд}$  - удельные потери давления (МПа/м — для сетей среднего и высокого давления), определяемые по формуле (49);

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1 * L} = \frac{0,6}{1,1 * 2000} = 0,27 * 10^{-5} \text{ МПа/м}, \quad (49)$$

где:

$\Delta P_{доп}$  - допустимые потери давления МПа/м (допустимые потери давления в газопроводах высокого и среднего давления следует принимать в пределах давления, принятого для газопровода);

L - расстояние до самой удаленной точки, 2000 м.

$$A = 0,101325 / (1,3 * 162 * 3,14^2) = 4,88 * 10^{-5} \quad (50)$$

$$d_p = \sqrt[5]{\frac{4,88 * 10^{-5} * 0,022 * 0,73 * 3360^2}{0,27 * 10^{-5}}} = 20,09 \text{ см или } 200,9 \text{ мм} \quad (51)$$

Таблица 17. Категории сети (по давлению) и материалу газопровода.

Категория сети	A
Сети низкого давления	$10^6 / (162 * \pi^2) = 626$
Сети среднего и высокого давления	$P_0 / (P_m * 162 * \pi^2)$

		$P_0 = 0,101325 \text{ МПа};$ $P_m$ — усредненное давление газа (абсолютное) в сети, МПа.	
Материал	B	m	m <sup>1</sup>
Сталь	0,022	2	5
Полиэтилен	$0,3164 (9\pi v)^{0,25} =$ 0,0446  v - кинематическая вязкость газа при нормальных условиях, м <sup>2</sup> /с	1,75	4,75

Для газопроводов высокого давления, используем стальные, сварные, прямошовные трубы. Ближайший стандартный диаметр - 219 мм, с толщиной стенки - 5мм - [36].

Прокладка газопровода надземная, на отдельно стоящих опорах, параллельно ж/д полотну, на удалении 50 м - [31].

#### 4.8. Подключение котельной к газопроводу

Подключение котельной к газопроводу осуществляется через пункт ПРГ (рис.7).

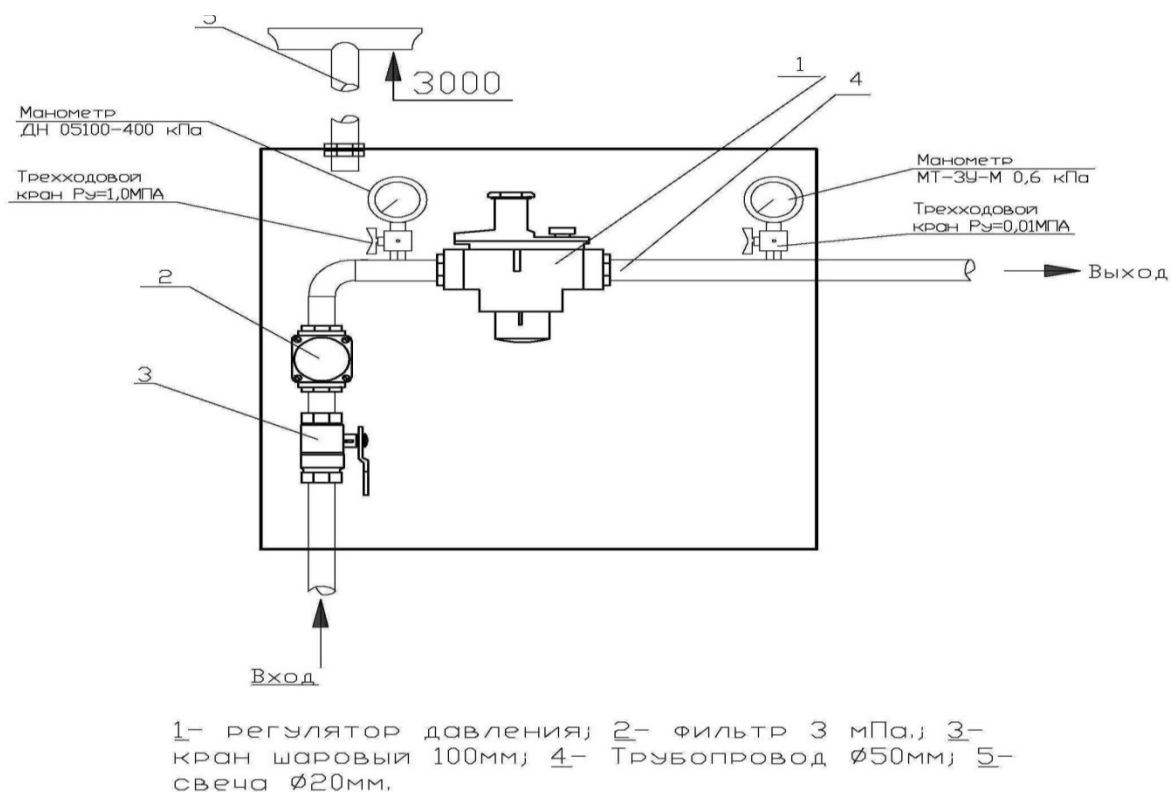


Рис. 7. Принципиальная схема ПРГ.

Таблица 18. Характеристики ПРГ.

Наименование регулятора	Д <sub>у</sub> (вход, выход) мм	P <sub>вх.</sub> МПа	P <sub>вых.</sub> Мпа	Макс. расход м <sup>3</sup> /ч	Масса кг
РДБК1-100/70	100-50	0,6-1,2	0,0015-0,6	5530	3200

Пункты ПРГ устанавливаются на территории Центральной котельной согласно, с дальнейшей разводкой по горелкам котлов, как показано на рисунке 8. Подключение и разводка выполняется согласно – [37].

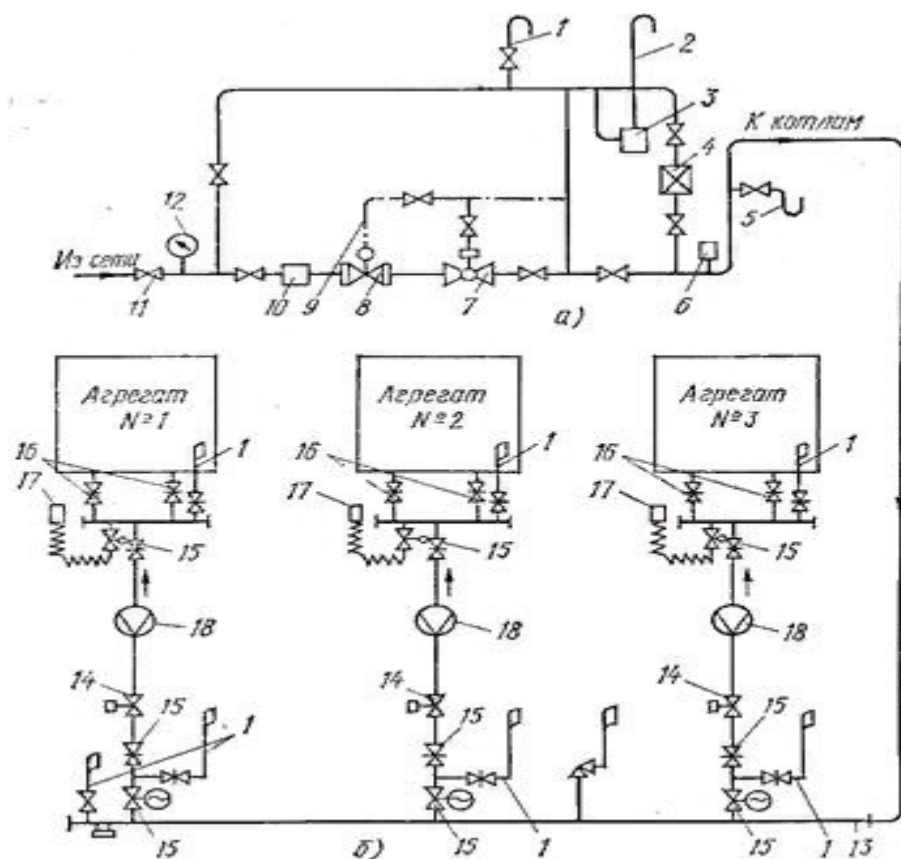


Рис. 8. Схема подключения котельной к газопроводу.

#### 4.9. Второй способ – подключение к магистральному газопроводу

Магистральный газопровод — один из основных элементов газотранспортной системы и главное составное звено Единой системы газоснабжения России. Сооружается из стальных труб диаметром 720-1420 мм на рабочее давление 5,4-7,5 МПа с пропускной способностью до 30-35 млрд. м<sup>3</sup>/год. На газораспределительных станциях (ГРС), (рис. 10) давление снижается до 1,2 МПа и подается на потребителя.

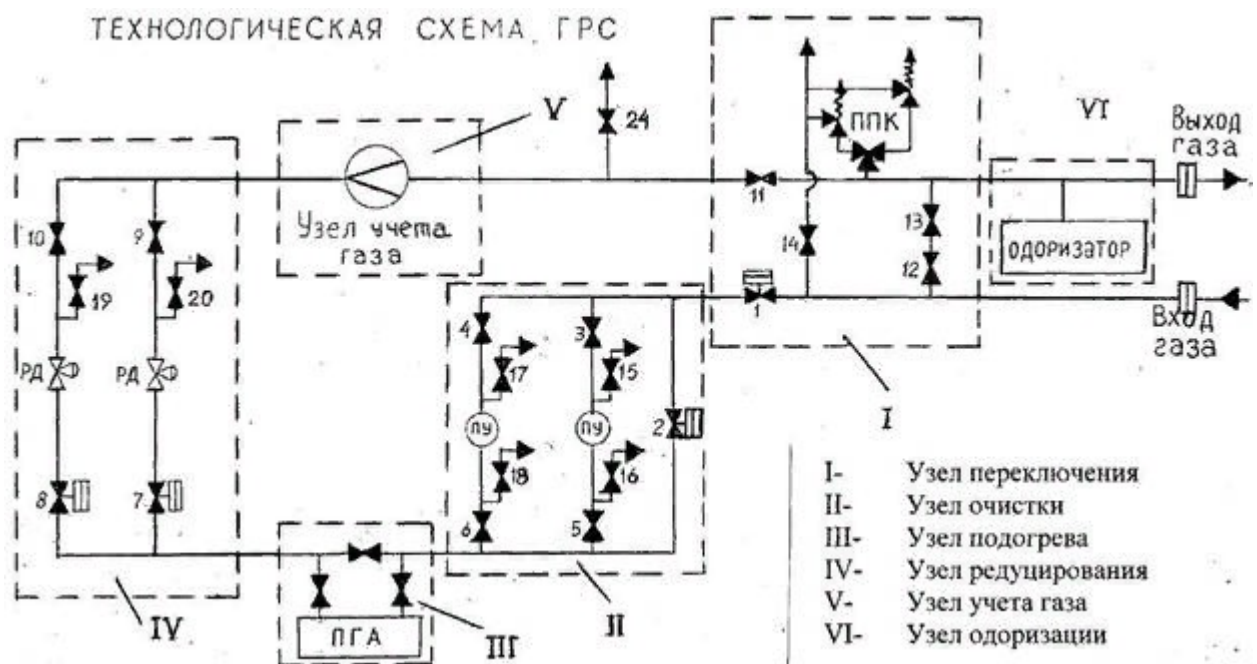


Рис. 10. Принципиальная схема газораспределительной станции.

Для дальнейшего использования газа в бытовых целях строят газораспределительные пункты (ГРП) и пункты редуцирования газа (ПРГ), в которых давление газа снижается до среднего давления - от 0,005 до 0,3 МПа в квартальных сетях и низкого давления - до 0,005 МПа во внутридомовых газопроводах - [32].

Нас интересует промышленное использование газа, следовательно, после ГРС газ поступает на ПРГ на территории Центральной котельной при давлении - 1,2 МПа.

В данное время невозможно установить точное место прохождения магистрального газопровода и точку подключения к нему потребителя.

Город Новосибирск расположен в низине и вытянут вдоль нее примерно на 13-15 км. Центральная котельная располагается фактически в географическом центре города. Исходя из этого, примем длину газопровода от ГРС до ПРГ равным 10 км.

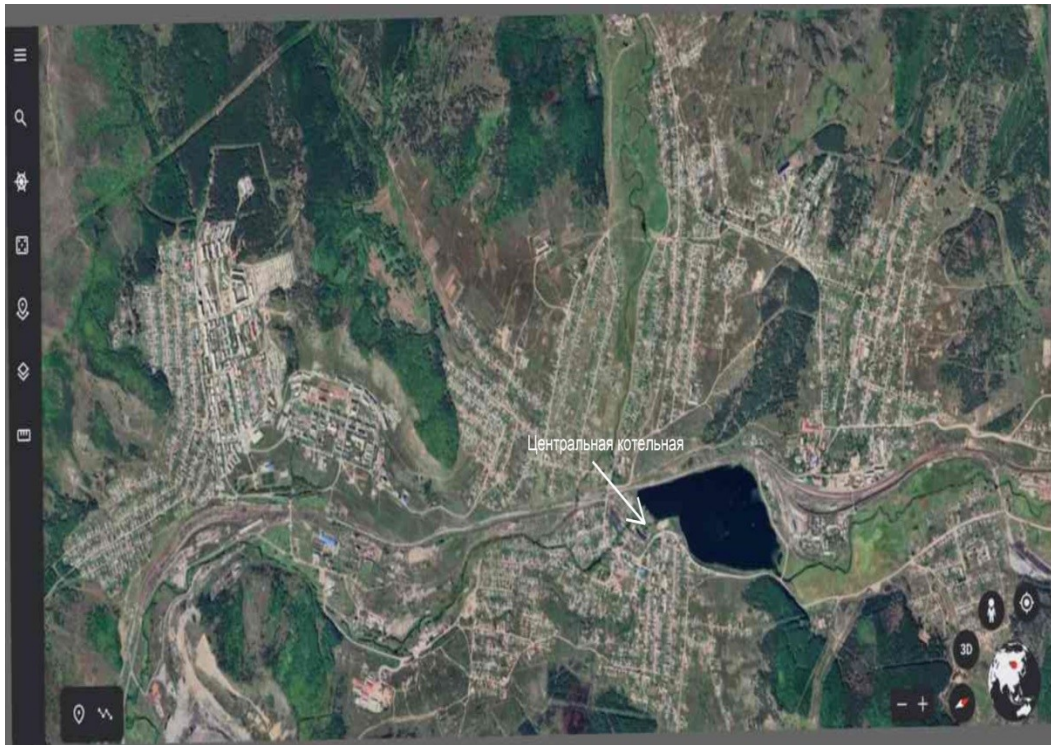


Рис. 11. Географическое расположение Центральной котельной.

Подключение котельной производится по схеме первого варианта (рис. 8) с дальнейшей разводкой на котлы к горелкам.

## **5. Конструкторский раздел**

### **Конкретизация конструктивных изменений, вносимых в оборудование реконструируемой котельной**

#### **5.1. Перечень изменений, вносимых в оборудование котельной**

В ходе реконструкции котельной будут проведены следующие технические мероприятия:

- Установка частотных преобразователей для регулирования нагрузки дымососов.
- Реконструкция газоходов котлов за экономайзером с целью отключения циклонных золоуловителей.
- Реконструкция газоходов с целью объединения и работы одним дымососом.
- Перекрытие ВРР (воздухораспределительной решетки) огнеупорными материалами.
- Снятие защиты экранных труб топки НТКС. (низкотемпературный кипящий слой).
- Отключение СПУ (скребковых питателей угля) с удалением подающих шахт.
- Отключение системы возврата уноса.
- Установка четырех горелок «БСТ-ГГА-12,0».
- Реконструкция воздуховода с целью подвода воздуха к горелкам.
- Замена вентиляторов ВДН-8,5Х-3000, 132 кВт, 3000 об/мин. На вентиляторы ВЦ 14-46-6,3., 45 кВт, 1000 об/мин.
- Прокладка газопровода.
- Монтаж ПРГ на территории Центральной котельной.

#### **5.2. Частотные преобразователи дымососов**

Подключение дымососов и другого высоковольтного оборудования на Центральной котельной производится через РУСН – 6кВ (приложение 4). Для установки высоковольтных преобразователей частоты «Goodrive5000» будет использовано помещение РУСН – 6 кВ (приложение б). Это позволит произвести врезку непосредственно в линию после масляных выключателей без прокладки новых кабелей.

Преобразователь частоты (ПЧ) представляет собой автономный инвертор, напряжение на выходе которого формируется методом широтно-импульсной модуляции (ШИМ). В современных ПЧ используются современные IGBT-транзисторные модули, которые снижают энергозатраты на переключение, значительно увеличивают производительность и делают возможным уменьшение габаритных размеров преобразователей частоты.



К сожалению, есть ограничение по длине кабелей подключения эл. двигателей из-за возникающего в линии эффекта отраженной волны. Существует формула определения критической длины кабеля:

$$L = \frac{t}{0.00624} = \frac{0,3}{0,00624} \approx 48 \text{ м.} \quad (52)$$

где:

L – длина кабеля;

t – время нарастания импульса напряжения.

Период ШИМ (время включения IGBT-транзистора) – 0,3 мс.

Длина кабелей подключения дымососов не превышает 40 м, следовательно, мы имеем возможность использовать ПЧ.

### **5.3. Реконструкция газоходов**

В ходе реконструкции газоходы котлов после экономайзера будут соединены с газоходами после батарейных циклонов, тем самым, исключая блок золоудаления из схемы. Соединение производится двумя поворотами 90° с изменением сечения 1900x2900 мм на 1500x2000 мм.

Газоходы непосредственно перед всасами дымососов будут соединены перемычкой 1500x2000 мм. Таким образом, будет устроен «общий» газоход с рабочим и резервным дымососом. Подключение котлов к газоходу осуществляется посредством заслонок-шиберов, установленных перед соединительной перемычкой (приложение 4).

### **5.4. Реконструкция топки**

Воздухораспределительная решетка (ВРР) представляет собой воздушный короб, верх которого является двойной плитой с отверстиями диаметром 46 мм в количестве 302 шт.

В отверстия монтируются колпачки с отверстиями для воздуха, поток которого создает эффект псевдооживленного слоя.

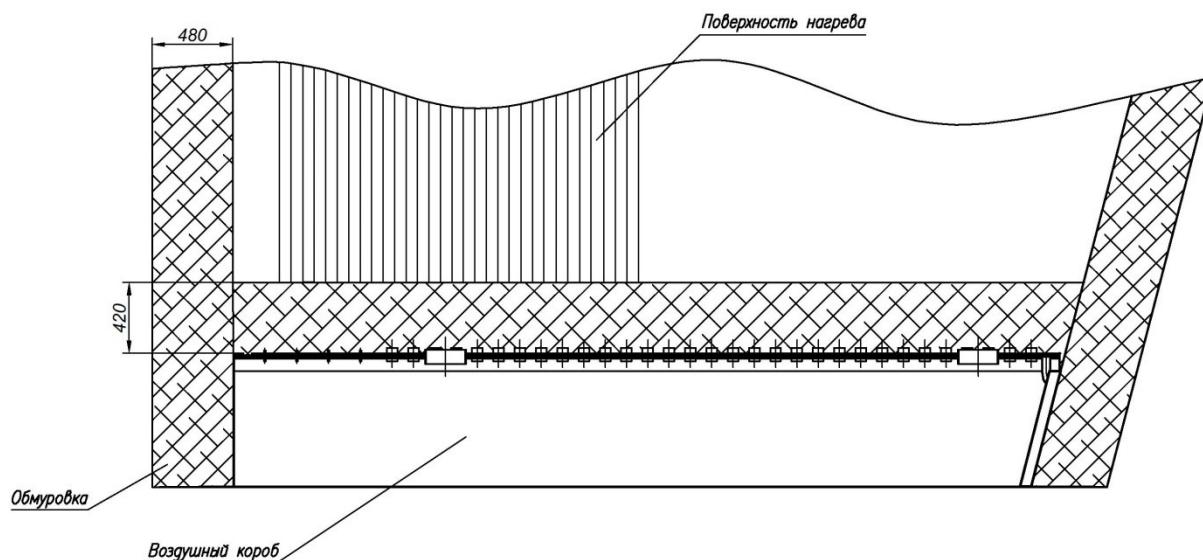


Рис. 12. Реконструкция ВРР.

Демонтаж ВРР производиться не будет. Демонтируются колпачки, и решетка будет перекрыта керамическим кирпичом М-200 (3 ряда) и огнеупорным кирпичом марки ШБ-5 (3 ряда) на высоту 420 мм «сухим» способом (рис. 12).

При работе на твердом топливе с «кипящим» слоем важным элементом является защита экранных труб в активной зоне от абразивного износа. В наших котлах используется покрытие труб защитными накладками (рис. 13) на высоту «кипения» слоя. Это защищает трубы, но снижает КПД котла из-за ухудшения теплопередачи. Радиационное излучение поглощается накладкой, а передача тепла происходит через несколько поверхностей.

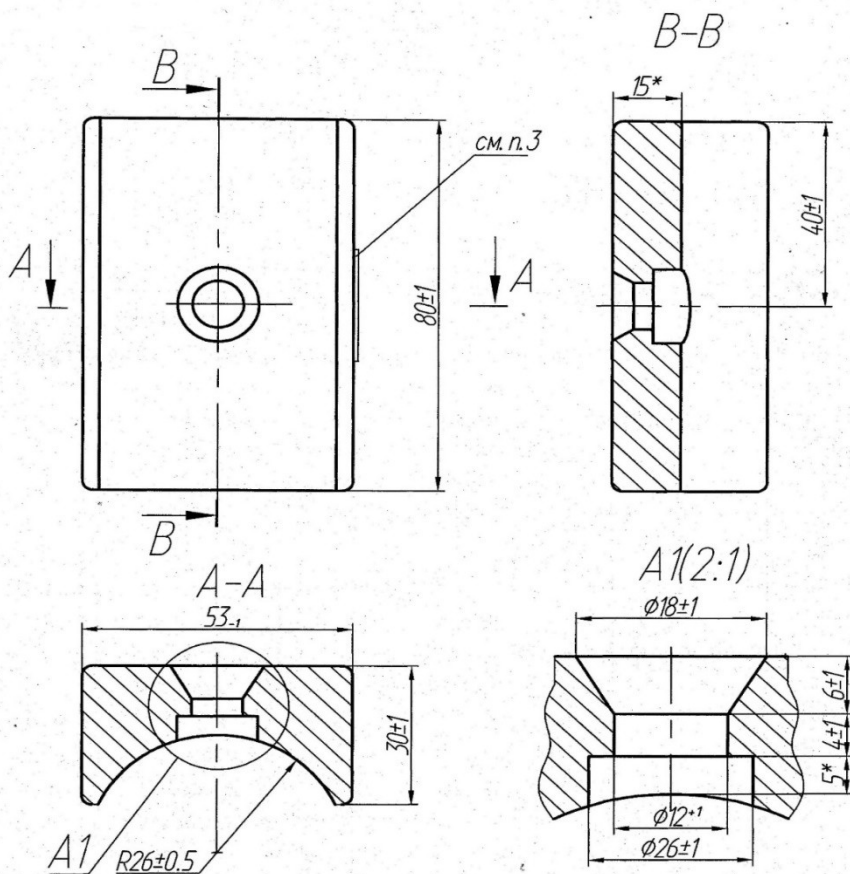


Рис. 13. Накладка защитная.

При переходе на газовое топливо потребность в защите от абразивного износа отсутствует, поэтому защитные накладки будут демонтированы и теплопередача значительно улучшится.

Питание угольных котлов КВТС-20(25)-150 ПС топливом происходит с помощью скребковых питателей угля через забрасыватели, устроенные в передней стенке котла (рис. 14). При монтаже газовых горелок шахты забрасывателей будут демонтированы, кладка передней стенки котла восстановлена (рис. 15).

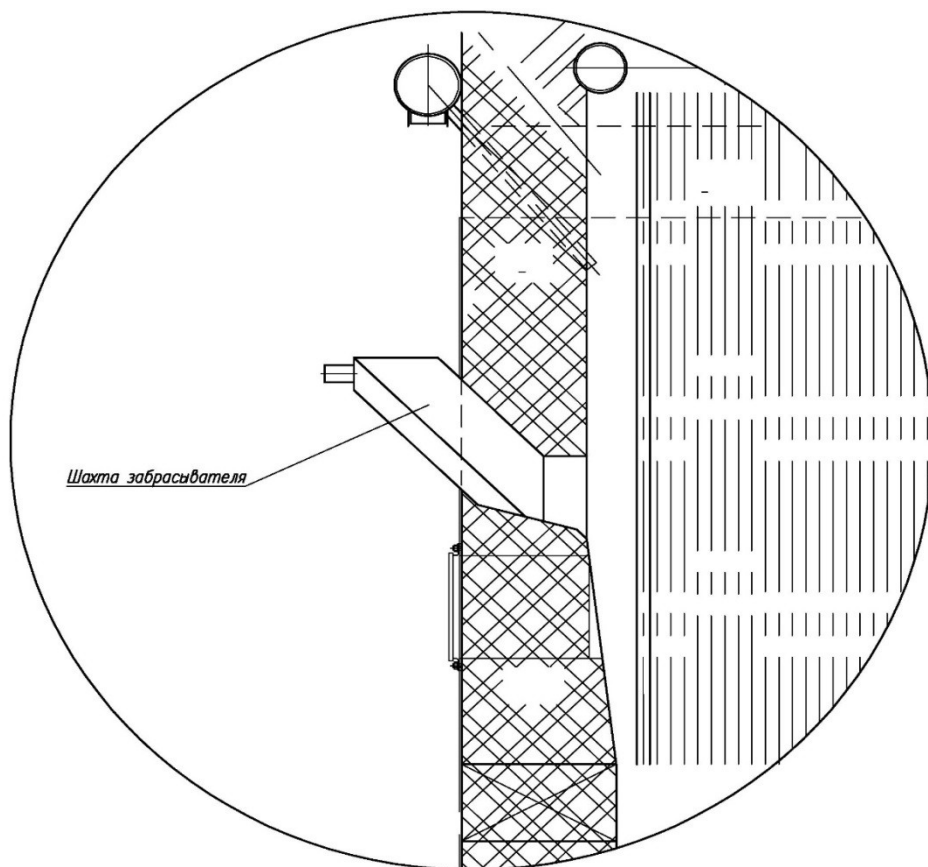


Рис. 14. Передняя стенка котла до реконструкции.

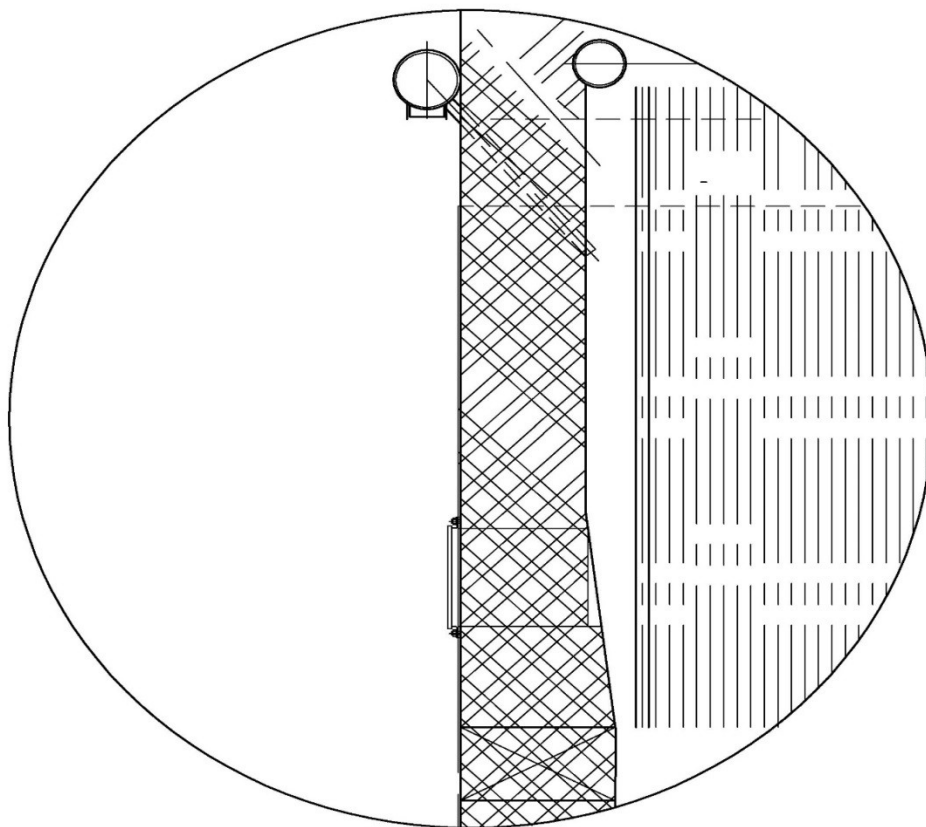


Рис. 15. Передняя стенка котла после реконструкции.

Система возврата уноса служит для возвращения и дожига негоревших частиц угля из нижней части конвективного блока. Частицы топлива отделяются от газового потока в бункере осадителя, поступают по опускным трубам к инжекторам и воздушным потоком подаются обратно в топочное пространство по наклонным трубам для дожига (рис. 16). При работе на газовых горелках СВУ не нужна, так как отсутствует унос частиц. Следовательно, при реконструкции система будет демонтирована. Проемы наклонных труб в задней стенке котла и опускных труб в бункере осадителя будут заполнены шамотным заполнителем.

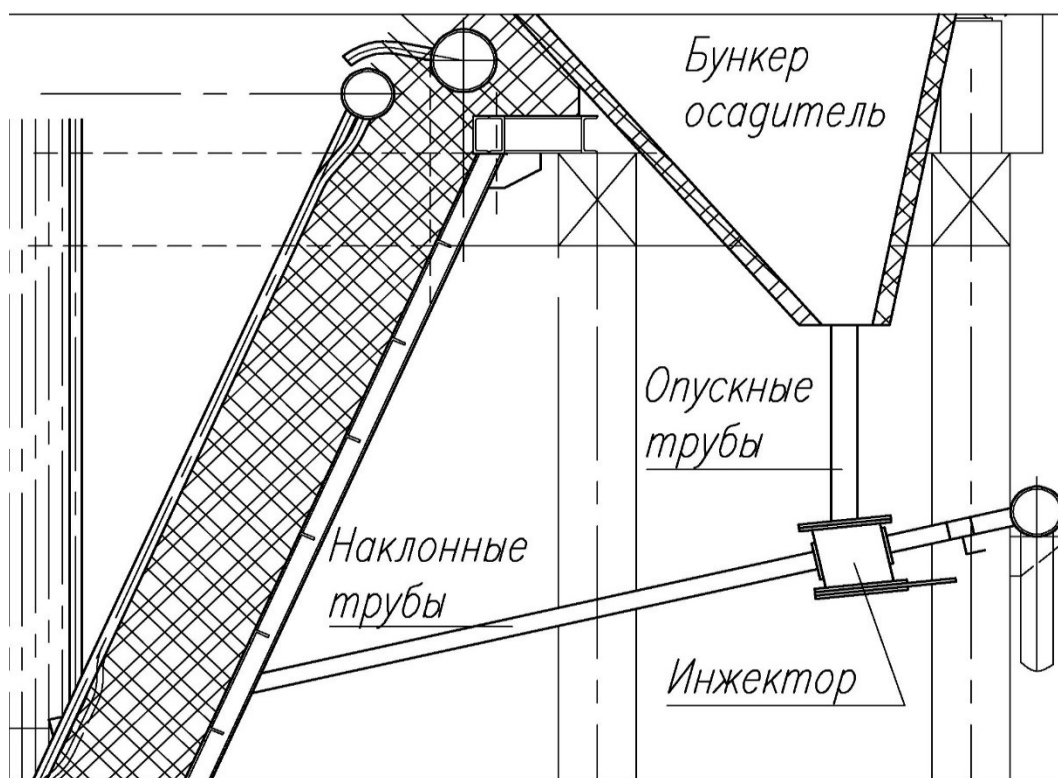
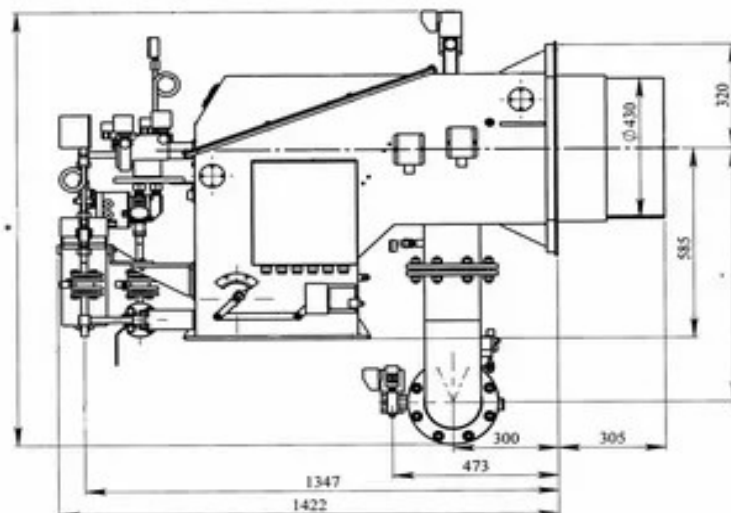


Рис. 16. СВУ (система возврата уноса).

## 5.5. Установка горелок «БСТ-ГГА-12,0»

Для сжигания природного газа используются горелки «БСТ-ГГА-12,0» (р



Горелка БСТ-ГТМА-7,0. Габаритные размеры.

\*Размеры уточняются в зависимости от диаметра арматуры газовой

Рис. 17. Горелка «БСТ-ГГА-12,0».

Горелки устанавливаются с фронта котла на площадке обслуживания. Габаритные размеры позволяют установить их по сторонам от лаза с доворотом к центру топки на  $10^0$  (чертеж приложение 2). Это делается для более равномерного распределения факела при работе на одной горелке, чтобы уменьшить температурные перекосы. Длина топки НТКС равна 4,2-5,2 м, длина факела горелки (по паспорту) регулируется в диапазоне 2-6 м. Оптимальная длина для равномерного прогрева топки: 2,5 м. В комплект поставки горелок входит сама горелка, запорная и предохранительная арматура для подключения к газовой линии, шкаф управления с дистанционным модулем. Монтаж горелки заключается в ее установке на место и подключения линий воздуха и газа. Настройка горения и работы автоматики производится во время пусконаладочных работ.

Для подвода воздуха к горелкам используется центральный воздухопровод до воздухораспределительной решетки и растопочной камеры. В этом месте воздушный короб будет перекрыт. В боковых стенках будут сделаны врезки 460x460 мм для разводки непосредственно на горелки (приложение 3).

## 5.6. Замена вентиляторов

Работа котла на «кипящем слое» обеспечивается высоконапорными вентиляторами ВДН-8,5Х-3000, 132 кВт, 3000 об/мин., полное давление вентилятора – 10кПа. Так как для работы газовых горелок такие мощности не требуются, «ВДН-8,5Х-3000» заменяются более экономичными вентиляторами среднего давления «ВЦ 14-46-8», полное давление – до 3 кПа. Производительность в 24500-37000 м<sup>3</sup>/ч обеспечивает работу одновременно двух горелок. Второй вентилятор – резервный. Вентилятор ВЦ 14-46-8, 45 кВт x 1000 об./мин. не имеет независимой промышленной опоры и рабочее колесо установлено на валу эл. двигателя, поэтому, для подключения новых вентиляторов к действующему воздуховоду будут удалены старые фундаменты и устроены новые с учетом подключения новых вентиляторов к действующему воздуховоду и воздухозаборнику (приложение 8).

Так же как и в случае с дымососами, установим частотные преобразователи для регулировки нагрузки. Подключение вентиляторов производится через ГРУ-0,4 кВ (приложение 5). Силовые шкафы находятся в одном помещении с оборудованием и ввиду небольших габаритов ПЧ (460x300x219 мм), они устанавливаются здесь же (приложение 6).

## 5.7. Прокладка газопровода

В технологическом разделе рассматривались два варианта снабжения котельной газом.

В первом варианте прокладывается трубопровод диаметром 219 мм, длиной 2 км. Прокладывается надземный газопровод на высоте 2,8 м на отдельно стоящих опорах, расстояние между опорами max - 9,8м (рис. 18) – [32], [33].

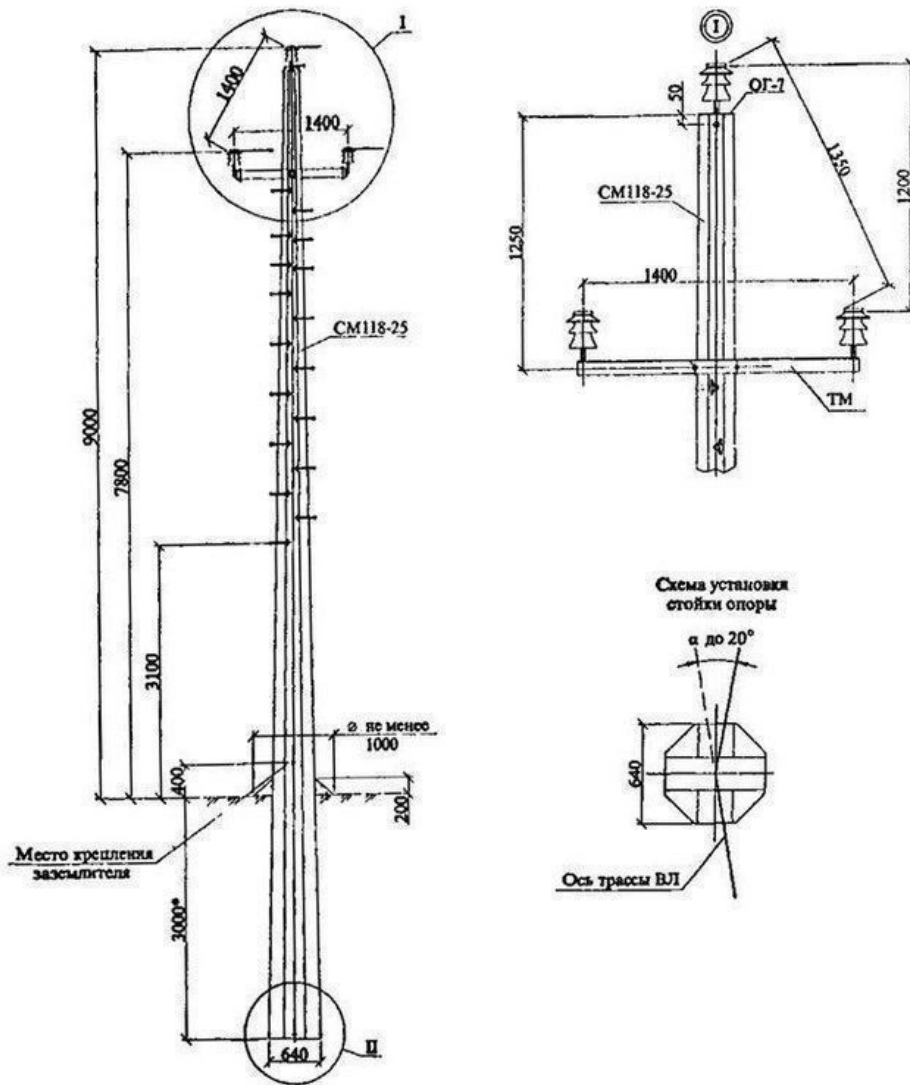


Рис. 18. Опора газопровода.

Ввиду того что температура рабочего тела (газа) во время эксплуатации поддерживается автоматикой в заданных параметрах, нет необходимости в компенсаторах. Трубопровод укладывается на скользящих опорах и микродеформации будут компенсированы в месте пересечения газопроводом дорожного полотна на ул. Партизанская (рис. 2, рис. 19).



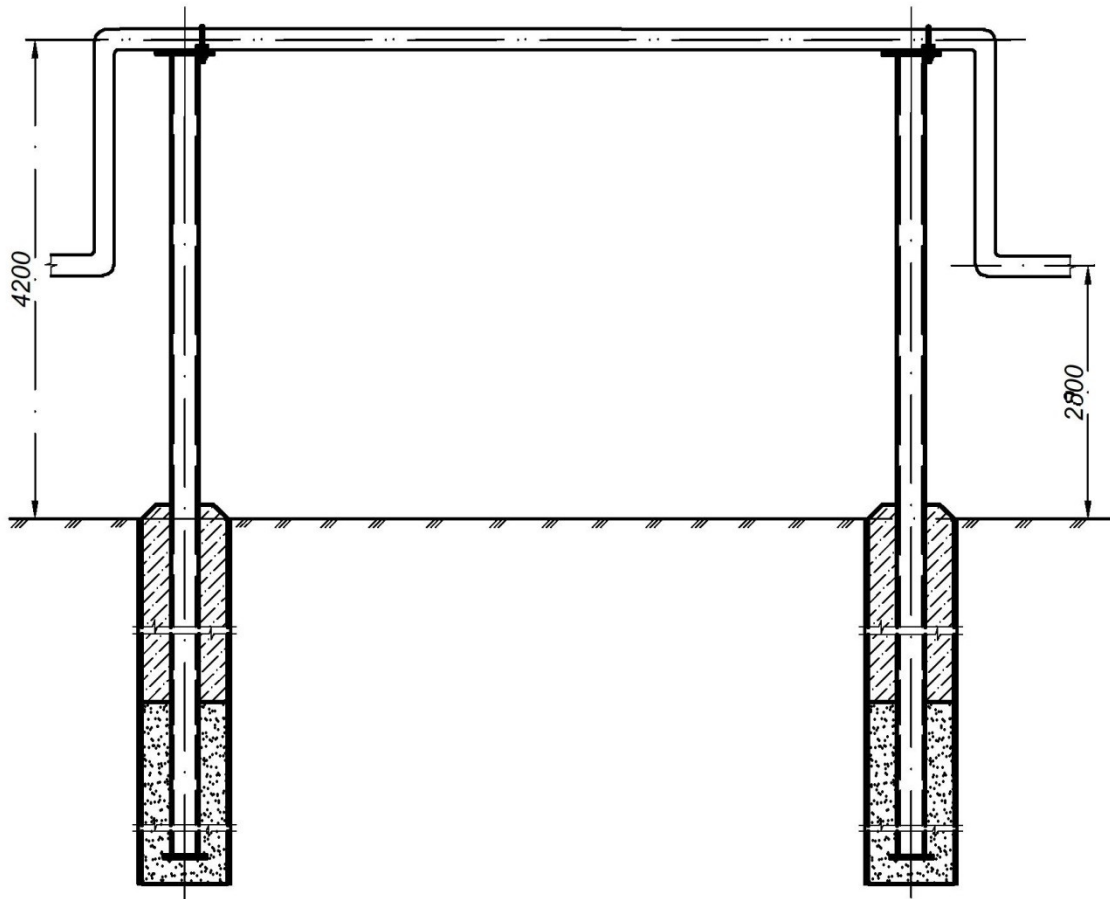


Рис. 19. Пересечение дорожного полотна.

### 5.8. Монтаж ПРГ на территории Центральной котельной

Газопровод 1,2 МПа заходит на территорию Центральной котельной через территорию топливоподачи, вдоль склада угля. В районе наклонной галереи устанавливаются два пункта ПРГ, которые подключаются к магистрали каждый через свою задвижку Ду 100мм (рис. 20).



## 6. Экологическая часть

Согласно докладу Роспотребнадзора о санитарно-эпидемиологическом благополучии россиян в 2022 году города Томск и Новосибирск оказались в лидерах по превышению ПДК (предельно допустимой концентрации) вредных веществ в атмосфере. По предельно допустимой разовой концентрации отравляющих веществ стал третьим в стране.

Переход на сжигание природного газа позволит значительно улучшить экологическую обстановку в городе Новосибирск. К примеру, антропогенные выбросы парниковых газов при сжигании одной тонны условного топлива у природного газа в 1,7 раза меньше, чем у угля. Если принять выбросы вредных веществ при сжигании угля за 100% и сопоставить с выбросами при сжигании газа – разница значительная (табл. 19).

Таблица 19. Сравнительная таблица количества загрязняющих веществ.

<b>Загрязняющее вещество</b>	<b>Природный газ, %</b>	<b>Уголь, %</b>
Углекислый газ	60	100
Угарный газ	20	100
Оксиды азота	20-40	100
Оксиды серы	0	100
Ртуть	0	100

Помимо экологического эффекта, будет достигнут и экономический, так как с уменьшением выбросов в атмосферу существенно снижаются выплаты за загрязнение окружающей среды и использование полигона для складирования отходов.

## 7. Экономический раздел

### Расчет экономической эффективности реконструкции котельной

**7.1. Затраты на реконструкцию**  
**7.1.1. Приобретение оборудования**

Для проведения реконструкции необходимо приобрести оборудование. Перечень оборудования, количество и стоимость приведены в таблице 20.

Таблица 20. Оборудование для реконструкции.

<b>Наименование</b>	<b>Стоимость (руб.)</b>	<b>Количество (шт.)</b>	<b>Сумма (руб.)</b>
Горелка Газовая Автоматическая БСТ-ГГА-12,0.	3500000	4	14000000
Высоковольтный частотный преобразователь 6 кВ с векторным управлением Goodrive5000	7000000	2	14000000
Вентилятор ВЦ 14-46-8	400000	4	1600000
Преобразователь частоты «FCI-G22/P30-4+FCI-FM»	120000	4	480000
Пункт редуцирования газа с клапанами РДБК1-100/50	149000	2	298000
<b>Итого:</b>			<b>30378000</b>

**7.1.2. Затраты на производимые работы**

Стоимость проекта и строительства комплекса СПХР с газопроводом 2 км примем как у аналогичного проекта в городе Томск .: **203 млн. руб.**

Стоимость реконструкции газохода: **2 927 814,86 руб.** (приложение 9)

Стоимость монтажа горелок газовых «БСТ-ГГА-12,0»: **16 142 182,97 руб.** (приложение 10).

Стоимость замены вентиляторов «ВДН-8,5Х-3000» на вентиляторы «ВЦ 14-46-8»: **2 972 805,08 руб.**

Стоимость строительства магистрального газопровода: **38 599 481,50 руб.**

Стоимость монтажа ПРГ: **156 571,96 руб.**

### 7.1.3. Затраты на переподготовку персонала

Для перехода на сжигание другого типа топлива необходимо провести дополнительное обучение персонала котельной. Машинисты-кочегары и слесаря ремонтники пройдут курсы переподготовки по обслуживанию газоиспользуемого оборудования. Машинисты топливоподдачи – обучение обслуживанию СПХР. Стоимость подобных курсов колеблется в районе 10-15 тыс. рублей. Для расчетов примем – 13 тыс. рублей. Количество сотрудников и стоимость обучения приведены в таблице 21.

Таблица 21. Стоимость обучения персонала.

Наименование курсов	Стоимость обучения (руб.)	Количество персонала (чел.)	Сумма (руб.)
Машинист (оператор) котлов, работающих на газовом топливе.	13000	9	117000
Слесарь по ремонту газоиспользуемого оборудования.	13000	9	117000
Оператор комплекса прѐмки, хранения и регазификации СПГ.	13000	5	65000
<b>Итого:</b>			299 0000
<b>При снабжении магистральным газом</b>			2925000

#### 7.1.4. Калькуляция затрат на реконструкцию

Таблица 22. Затраты на реконструкцию.

Наименование	Затраты руб. (СПГ)	Затраты руб. (маг.газ)
Приобретение оборудования	30378000	30378000
Строительство комплекса СПХР	203000000	0
Реконструкция газохода	2927814,86	2927814,86
Монтаж горелок газовых «БСТ-ГГА-12,0»	16142182,97	16142182,97
Замена вентиляторов «ВДН-8,5Х-3000» на «ВЦ 14-46-8»	2972805,08	2972805,08
Строительство газопровода 10 км	0	38599481,50
Обучение персонала	2990000	2925000
Монтаж ПРГ	156571,96	156571,96
<b>Итого:</b>	<b>258567374,87</b>	<b>94101856,37</b>

## 7.2. Технико-экономический анализ работы, реконструированной котельной

### 7.2.1. Баланс рабочего времени

Баланс рабочего времени и тарифная сетка остаются без изменений (табл. 5, табл. 6).

Таблица 23. Штатное расписание Центральной котельной г. Новосибирск. после реконструкции.

№	Наименование профессии.	Кол-во чел.	Разряд.	Часовая тарифная ставка.	Кол-во отработанных часов.	Доплаты и надбавки						Всего	
						Тариф.	Премия %	Премия в руб.	Районный коэффициент 20%	Северная надбавка 30%	Вредность %		Вредность в рублях
1.	Начальник смены	4	6	355,25	<u>1168</u> 576	2805622,40	14	392787,14	639681,91	959522,86	0	0	4797614,31
2.	Машинист (оператор) котлов	4	5	276,72	<u>1168</u> 576	2185423,88	14	305959,34	498276,64	747414,97	0	0	3737074,83
3.	Машинист (оператор	4	4	209,41	<u>1168</u> 576	1653836,40	14	231537,10	377074,70	565612,05	0	0	2828060,25

	) котлов												
4.	Оператор комплекс а СПХР	4	4	209,4 1	<u>1168</u> 576	1653836,40	14	231537,10	377074,70	565612,05	4	66153,46	2894213,71
5.	Слесарь по ремонту газоиспол ьзуемого оборудов ания.	4	5	276,7 2	<u>1168</u> 576	2185423,88	14	305959,34	498276,64	747414,97	4	87416,96	3824491,79
6.	Слесарь- ремонтни к	1	4	209,4 1	1744	365211,04	14	51129,55	83268,12	124902,18	0	0	624510,89
7.	Электро- газосвар щик	3	5	276,7 2	1744	482599,68	14	67563,96	110032,73	165049,10	8	38607,97	863853,44
8.	Слесарь КИПиА	4	5	276,7 2	1744	482599,68	14	67563,96	110032,73	165049,10	0	0	825245,47
9.	Электрик	4	5	276,7	<u>1168</u>	2185423,88	14	305959,34	498276,64	747414,97	0	0	3737074,83



				2	576								
10.	Аппартач ик ХВО	1	3	153,3 2	1744	267390,08	14	37434,61	60964,94	91447,41	4	10695,60	467932,64
11.	Уборщик быт. и служ. помещен ий	1	3	153,3 2	1744	267390,08	14	37434,61	60964,94	91447,41	0	0	457237,04
12.	Итого:	34			<u>45472</u> <u>13824</u>	14534757,4 0		2034866,0 5	3313924,7 1	4970887,0 7		202873,9 9	25057309,2 2

**Примечание:** при снабжении котельной магистральным газом должность «Оператор комплекса » отсутствует в штатном расписании. Соответственно фонд заработной платы составит: 25057309,22 - 2894213,71=22163095,51 руб./год.

### 7.2.2. Годовые затраты на топливо для производства тепловой энергии

Расход газа в час найдем исходя из тепловых нагрузок с учетом КПД котла.

$$B_{\text{кч}} = \frac{Q_{\text{ч}} * 100}{\eta * Q_{\text{н}}^{\text{p}}} * 10^6 = \frac{31,7 * 100}{92,16 * 9227,82} * 10^6 = 3727,5 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (53)$$

где:

$B_{\text{кч}}$  - расход газа котельной в час  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$Q_{\text{ч}}$  - часовая потребность в тепловой энергии (табл. 2);

$\eta$  - КПД котла - (34).

$Q_{\text{н}}^{\text{p}}$  - низшая теплота сгорания топлива. Природный газ  $38609,2 \text{ кДж}/\text{м}^3 = 9227,82 \text{ ккал}$  - (25).

Средний расход топлива на отопительный период:

$$B_{\text{к}}^{\text{сод}} = B_{\text{к}} * \frac{t_{\text{в}}^{\text{p}} - t_{\text{н}}^{\text{сром}}}{t_{\text{в}}^{\text{p}} - t_{\text{н}}^{\text{p}}} * n_0 = 3727,5 * \frac{20 - (-11,4)}{20 - (-40)} * 6120 = 11938437 \text{ м}^3/\text{год}, \quad (54)$$

где:

$t_{\text{в}}^{\text{p}}$  - расчетная внутренняя температура воздуха  $^{\circ}\text{C}$ ;

$t_{\text{н}}^{\text{сром}}$  - средняя расчетная температура наружного воздуха за отопительный период  $^{\circ}\text{C}$  - [34];

$t_{\text{н}}^{\text{p}}$  - минимальная расчетная температура наружного воздуха  $^{\circ}\text{C}$  - [34];

$n_0$  - продолжительность отопительного периода в часах - [34];

Расходы на топливо в год:

$$S_{\text{т}} = B_{\text{к}}^{\text{сод}} * C_{\text{т}} \text{ руб./год}, \quad (55)$$

где:

$C_{\text{т}}$  - оптовая цена единицы топлива в данном регионе.

Для обеспечения котельной СПГ:

$$B_{\text{к}}^{\text{сод}}(\text{СПГ}) = \frac{11938437}{1380} = 8651 \text{ т/год}, \quad (56)$$

где:

1380 - коэффициент перевода природного газа в сжиженный

$$S_{\text{т}} = 8651 * 22304 = 192951904 \text{ руб./год} \quad (57)$$

где:

22304 руб. – средняя цена за тонну СПГ с доставкой в городе Новосибирск .

Для обеспечения котельной магистральным газом:

$$S_{\tau} = \frac{11938437 * 5873,11}{1000} = 70115753,73 \text{ руб./год} \quad (58)$$

где:

5873,11 руб. – цена за 1000 м<sup>3</sup> с учетом повышения 8,5 %, запланированного на 1 июля 2023 года.

5413 руб. – максимальная цена за 1000 м<sup>3</sup> природного газа по России, согласно приказа №444/22 ФАС России от 14.06.2022 г.

### 7.2.3. Годовые затраты на электроэнергию

$$S_{\text{э}} = \text{Э}_{\text{сн}} * \text{Ц}_{\text{э}} = 2118110 * 5,17 = 10950628,7 \text{ руб./год}, \quad (59)$$

где:

$\text{Ц}_{\text{э}}$  - цена за 1 кВт потребляемой электроэнергии=5.17 руб./кВт

$\text{Э}_{\text{сн}}$  - годовой расход электроэнергии на собственные нужды котельной;

$$\text{Э}_{\text{сн}} = Q^{\text{год}} * 0,025 = 84724,4 * 0,025 = 2118,11 \text{ МВт} = 2118110 \text{ кВт/год}$$

где:

$Q^{\text{год}}$  - годовая выработка тепловой энергии;

$$Q^{\text{год}} = \frac{B_{\text{к}}^{\text{год}} * \text{Э}}{0,186} = \frac{11938437 * 1,32}{0,186} = 84724391,6 \text{ ккал} = 84724,4 \text{ Гкал} \quad (60)$$

где:

$$\text{Э} - \text{топливный эквивалент}, \text{ Э} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{29300} = \frac{38609,2}{29300} = 1,32 \quad (61)$$

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  - низшая теплота сгорания топлива - 38609,2 кДж/м<sup>3</sup>, Согласно тепловому расчету котла - (22).

Учитывая минимальную экономию в 20%, благодаря использованию преобразователей частоты:

$$S_{\text{э}} = 10950628,7 * 80\% = 8760502,96 \text{ руб./год}. \quad (62)$$

#### 7.2.4. Годовые затраты на воду

Реконструкция котлов не затрагивает систему водоснабжения, поэтому затраты остаются прежними:

$$S_6 = 884866,32 \text{ руб./год.} - \text{формула (12)} \quad (63)$$

#### 7.2.5. Затраты на материалы

Согласно отчету финансового отдела АО «РосЭнергия»г. Новосибирск затраты на материалы за 2022 год составляют  $S_{\text{мат}} = 4213549$  руб./год. Оставим их без изменений.

#### 7.2.6. Амортизационные отчисления

Из суммы амортизационных отчислений (табл.9) исключаем амортизацию золоуловителей:

$$S_{\text{ам}} = 15067,88 - 191400 = 14876480 \text{ руб./год.} \quad (64)$$

#### 7.2.7. Остальные расходы

1) Социальные нужды:

$$S_{\text{сн}} = \frac{S_{\text{зн}} * T_c}{100}$$

где:

$S_{\text{зн}}$  - расходы на заработную плату промышленного и обслуживающего персонала, руб/год;

$T_c$  - тариф страховых ставок по отчислениям = 30.2%;

Для обеспечения котельной СПГ:

$$S_{\text{сн}} = \frac{25057309,22 * 30,2}{100} = 7567307,38 \text{ руб./год} \quad (65)$$

Для обеспечения котельной магистральным газом:

$$S_{\text{сн}} = \frac{22163095,51 * 30,2}{100} = 6693254,84 \text{ руб./год} \quad (66)$$

2) Общецеховые нужды:

Общецеховые расходы принимаем 3% от расходов на топливо, воду, электроэнергию, оплату труда и амортизацию.

$$S_{\text{оцр}} = (S_m + S_э + S_в + S_{\text{эл}} + S_{\text{ам}}) * 3\%$$

Для обеспечения котельной СПГ:

$$(192951904 + 8760502,96 + 884866,32 + 25057309,22 + 14876480) * 3\% = 7275931,88 \text{ руб./год.} \quad (67)$$

Для обеспечения котельной магистральным газом:

$$(70115753,73 + 8760502,96 + 884866,32 + 22163095,51 + 14876480) * 3\% = 3504021 \text{ руб./год} \quad (68)$$

3) Текущий ремонт:

Расходы на текущий ремонт принимаем 30% от годовой суммы амортизационных отчислений.

$$S_{\text{тр}} = S_{\text{ам}} * 30\% = 14876480 * 30\% = 4462944 \text{ руб./год} \quad (69)$$

4) Прочие расходы:

Прочие расходы принимаем за 1% от всех расходов.

$$S_{\text{пр}} = (S_{\text{т}} + S_э + S_{\text{в}} + S_{\text{эл}} + S_{\text{ам}} + S_{\text{мат}} + S_{\text{сн}} + S_{\text{оцр}} + S_{\text{тр}}) * 1\%$$

Для обеспечения котельной СПГ:

$$(192951904 + 8760502,96 + 884866,32 + 25057309,22 + 14876480 + 4213549 + 7567307,38 + 7275931,88 + 4462944) * 1\% = 2660507,94 \text{ руб./год.} \quad (70)$$

Для обеспечения котельной магистральным газом:

$$(70115753,73 + 8760502,96 + 884866,32 + 22163095,51 + 14876480 + 4213549 + 6693254,84 + 3504021 + 4462944) * 1\% = 1356744,67 \text{ руб./год.} \quad (71)$$

## 7.2.8. Калькуляция себестоимости тепловой энергии после реконструкции котельной

Таблица 24. Калькуляция себестоимости тепла.

№	Статьи расходов	Сумма тыс. руб. (СПГ)	Сумма тыс. руб. (магистральный газ)
1	Топливо, $S_T$	192951,904	70115,753
2	Вода, $S_B$	884,866	884,866
3	Электричество, $S_Э$	8760,502	8760,502
4	Материалы, $S_{\text{мат}}$	4213,549	4213,549
5	Оплата труда, $S_{\text{зп}}$	25057,309	22163,095
6	Отчисления от ФОТ на соц. нужды, $S_{\text{сн}}$	7567,307	6693,254
7	Амортизация, $S_{\text{ам}}$	14876,48	14876,48
8	Общехозяйственные нужды, $S_{\text{оцр}}$	7275,931	3504,021
9	Текущий ремонт, $S_{\text{тр}}$	4462,944	4462,944
10	Прочие расходы, $S_{\text{пр}}$	2660,507	1356,744
Полная себестоимость, $S_{\text{сб}}^{\text{газ}}$		268711,302	137031,212
Себестоимость 1 Гкал		3,172	1,617

### 7.3. Экономический эффект и сроки окупаемости проекта

Согласно проведенным расчетам, при снабжении реконструированной котельной сжиженным природным газом себестоимость тепловой энергии возрастает в 1,8 раза. Данный способ газификации экономически не обоснован и далее рассматриваться не будет.

В случае снабжения магистральным газом, экономия по себестоимости, то есть среднегодовые финансовые поступления от реализации проекта составит:

$$S_3 = S_{сб}^{уголь} - S_{сб}^{газ} = 167\,208,155 - 137\,031,212 = 30\,176,94 \text{ тыс. руб./год.}$$

Срок окупаемости проекта вычисляем по формуле:

$$T_{ок} = \frac{K_0}{S_3};$$

где:

$K_0$  – инвестиции (финансовые вложения);

$S_3$  - среднегодовые финансовые поступления от реализации проекта.

$$T_{ок} = \frac{94\,101\,856,37}{30\,176\,940} = 3,1 \text{ года.} \quad (72)$$

### **Заключение**

В данном дипломном проекте проведены расчеты по переводу угольных котлов Центральной котельной города Новосибирска на сжигание природного газа.

По результатам проведенных исследований было обосновано проведение реконструкции существующих котлов путем установки газовых горелок, замены вентиляторов, изменения конфигурации газохода.

В ходе расчетов были рассмотрены два варианта газификации котельной. Это поставки сжиженного природного газа и снабжение магистральным газом. Просчитаны необходимые параметры, найдены конструктивные решения. Найдено оборудование для реконструкции.

В экономической части проекта были рассчитаны финансовые затраты на проведение реконструкции и установлен срок окупаемости. Вариант поставок СПГ не дает финансовой выгоды, но значительно улучшает экологическую обстановку в регионе и, в случае государственного финансирования может быть реализован. С учетом дальнейшего развития газификации региона и, как следствие, снижения цен на СПГ возможна даже

самоокупаемость проекта со временем. В случае снабжения котельной магистральным газом данный проект окупается в течении ? и является экономически целесообразным.

Кроме того, как сказано выше, перевод угольных котлов на газ значительно снижает количество вредных выбросов в атмосферу и, тем самым, улучшает экологию региона. Это полностью соответствует Федеральному закону "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ (последняя редакция).

### **Список использованной литературы**

1. Трудовой кодекс Российской Федерации по состоянию на 15 февраля 2023 г. с таблицей изменений. Издательство: Проспект, 2023. - 384 с.
2. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ (последняя редакция).
3. Шибeko А. С. Газоснабжение. Учебное пособие для СПО. Издательство: Литрес, 2023. - 510 с.
4. Яворская Е. Е., Исупова Е. В. Основы сооружения объектов трубопроводного транспорта и хранения углеводородов. Учебное пособие. Издательство: Литрес, 2020. - 221 с.
5. Шкаровский А. Л., Комина Г. П. Топливоснабжение. Газовое топливо. Газовые горелки. Учебное пособие для СПО. Издательство: Лань, 2022. - 140с.
6. Руденко С. С. Основное и вспомогательное оборудование источников теплоснабжения: Методические указания к выполнению курсовой работы/ С. С. Руденко. – 1-ое изд. – ЧТОТиБ, 2020. – 35 с.
7. Сидельковский Л.Н., Юренев В. Н. Котельные установки промышленных предприятий: Учебник для вузов. Издательство: ООО «БАСТЕТ», 2009. – 528 с.
8. Брюханов О.Н. Основы гидравлики и теплотехники: Учебник для сред. проф. образования Издательство: Издательский центр «Академия», 2004. – 240 с.
9. Тюлюпов Ю. Ф. Ремонт теплотехнического оборудования и систем тепло- и топливоснабжения: Методические указания – Чита: ЧТОТиБ, 2020 – 49 с.



10. Клименко А.В., Зорин В.М. Теплоэнергетика и теплотехника. Книга 1. Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы. Справочник. Издательство: МЭИ, Москва, 2022. - 528с.
11. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. М.: Изд-во стандартов, 1995. – 36 с.
12. ГОСТ Р 55892-2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Объекты производства и потребления сжиженного природного газа.
13. ГОСТ 5542. Газ природный.
14. СП 326.1311500.2017. Свод правил. Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа.
15. Требования пожарной безопасности (утв. и введен в действие Приказом МЧС РФ от 27.12.2017 N 597).
16. Общие технические требования (утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 17.12.2013 N 2278-ст).
17. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
18. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27 декабря 2012 г. N 784).
19. Бухвалов А. В. Оценка экономической эффективности производственной деятельности трудового коллектива: Методические указания к выполнению курсовой работы/ А. В. Бухвалов. – Чита: ЧТОТиБ, 2020. – 35 с.
20. Бабук И.М. Экономика промышленного предприятия: Учебное пособие Издательство: Инфра-М, 2018. - 432 с.
21. Хунгуреева И.П., Шабыкова Н.Э., Унгаева И.Ю. Экономика предприятия: Учебное пособие. Издательство: ВСГТУ, 2004. – 240 с.
22. Отчёт о теплотехническом обследовании систем теплоснабжения СП «Новосибирск». «26» ноября 2020 г.
23. Расчетно-пояснительная записка «Котлоагрегат КВ-ТС-20(25)-150ПС с топкой низкотемпературного кипящего слоя для сжигания бурого угля», 62.077.00.00 ПЗ (тепловой и аэродинамические расчеты).
24. Паспорт котла КВТС 20(25)-150-ПС.
25. Интернет ресурс: <http://best-centre.com/gorelki-i-avtomatika/1-avtomaticheskaja-gazovaja-gorelka>.
26. Интернет ресурс: <https://www.invt.su/product/vyisokovoltnyie-chastotnyie-preobrazovateli-6-kv-s-vektornyim-upravleniem-goodrive5000.html>.
27. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения (утв. Госстроем РФ 12.08.2003)

28. Батухтин А.Г., Пинигин В.В. Особенности теплового и энергетического расчета котлоагрегатов. Учебное пособие. Издательство: Академия Естествознания. 2013.
29. Тепловой расчет котлов Нормативный метод - СПб - 1998. - 256с.
30. Приказ ФАС от 14.06.2022 г. «Об утверждении оптовых цен на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации».
31. СНиП 2.04.08-87 «Строительные нормы и правила. Газоснабжение».
32. СНиП 42-01-2002 «Строительные нормы и правила. Газораспределительные системы».
33. СНиП 2.09.03-85 «Строительные нормы и правила. Сооружения промышленных предприятий».
34. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология».
35. ОНТП 51-1-85 «Магистральные трубопроводы»
36. ГОСТ 10704 – 76.
37. СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы»
38. Белоусов В.Н., Смирнова О.С., Смородин С.Н. Основы сжигания газа: Учебное пособие. Санкт-Петербург 2009. – 41 с.