

центр технического заказчика



Акционерное общество «Центр Технического Заказчика»
(АО «ЦТЗ»)

Членство в саморегулируемых организациях:
СОЮЗ «Инновационные технологии проектирования»
Номер в государственном реестре СРО-П-152-30032010

Заказчик: ЗАОр «НП НЧ КБК им. С.П. Титова»

Генеральный проектировщик: ООО «АВП-ГРУПП»

Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАОр «НП НЧ КБК им. С.П. Титова» с расширением здания»

Проектная документация

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 5.6 «Система газоснабжения»

1/2020-2-ИОС 6

Том 12

2021 г.

центр технического заказчика



**Акционерное общество «Центр Технического Заказчика»
(АО «ЦТЗ»)**

Членство в саморегулируемых организациях:
СОЮЗ «Инновационные технологии проектирования»
Номер в государственном реестре СРО-П-152-30032010

Заказчик: ЗАОр «НП НЧ КБК им. С.П. Титова»

Генеральный проектировщик: ООО «АВП-ГРУПП»

**«Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАОр «НП НЧ
КБК им. С.П. Титова» с расширением здания»**

Проектная документация

**Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений»
Подраздел 5.6 «Система газоснабжения»**

1/2020-2-ИОС 6

Том 12

Руководитель обособленного
подразделения по проектированию объектов
тепло- и электрогенерации и инженерных сетей
АО «ЦТЗ» в городе Казань

Н.Ф. Локтев

Главный инженер проекта


Н.Ф. Локтев

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	025-021		

2021 г.

СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	1/2020-2-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
2	1/2020-2-ПЗУ	Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка	
3	1/2020-2-АР	Раздел 3. Архитектурные решения	
4	1/2020-2-КР	Раздел 4. Конструктивные и объемно-планировочные решения	
5	1/2020-2-ИОС 1	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5.1. Система электроснабжения	
6	1/2020-2-ИОС 2	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5.2. Система водоснабжения	
7	1/2020-2-ИОС 3	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5.3. Система водоотведения	
8	1/2020-2-ИОС 4	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5.4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха	
9	1/2020-2-ИОС 5.1	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5.5. Сети связи. Часть 1. Система видеонаблюдения	

Изм. №	Взам. инв. №						1/2020-2-СП				
	Подпись и дата							Стадия	Лист	Листов	
Изм. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Состав проектной документации	П	1	2
		Разраб.	Локтев								

10	1/2020-2-ИОС 5.2	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5.5. Сети связи. Часть 2. Пожарная сигнализация	
11	1/2020-2-ИОС 5.3	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5.5. Сети связи. Часть 3. Проводные средства связи	
12	1/2020-2-ИОС 6	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5.6. Система газоснабжения	
13	1/2020-2-ИОС 7.1	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5.7. Технологические решения. Часть 1. Тепломеханические решения	
14	1/2020-2-ИОС 7.2	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5.7. Технологические решения. Часть 2. АСУ ТП	
15	1/2020-2-ПОС	Раздел 6. Проект организации строительства	
16	1/2020-2-ПОД	Раздел 7. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства	
17	1/2020-2-ООС	Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды	
18	1/2020-2-ПБ	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
19	1/2020-2-ЭЭ	Раздел 10_1. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	
20	1/2020-2-ГОЧС	Раздел 12_1. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	
21	1/2020-2-ТБЭ	Раздел 12_2. Требования к безопасной эксплуатации объекта капитального строительства	
22	1/2020-2-ДПБ	Раздел 12_3. Перечень мероприятий по обеспечению промышленной безопасности опасных производственных объектов	
23	1/2020-2-НПКР	Раздел 12.4 «Сведения о нормативной периодичности выполнения работ по капитальному ремонту объекта, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации такого объекта, об объеме и о составе указанных работ»	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

Проектная документация разработана в соответствии с действующими нормами, правилами, стандартами, действующими на территории Российской Федерации, техническими условиями и требованиями органов государственного надзора и ведомственных организаций, а также в соответствии с исходными данными и требованиями заинтересованных организаций.

Технические решения, принятые в проектной документации, предусматривают мероприятия, обеспечивающие пожарную безопасность и безопасную для жизни и здоровья эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных мероприятий.

Главный инженер проекта

Н.Ф. Локтев

Право осуществлять подготовку проектной документации подтверждается членством в саморегулируемой организации Союз «Инновационные технологии проектирования» (номер в государственном реестре СРО-П-152-30032010).

Проектная документация на объект строительства «Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАОр «НП НЧ КБК им. С.П. Титова» с расширением здания» разработана Акционерным Обществом «Центр Технического Заказчика» по договору подряда № 1/2020 от 6 октября 2020г. Генеральный проектировщик - ООО "АВП-ГРУПП". Заказчик – ЗАОр «Народное предприятие Набережночелнинский картонно-бумажный комбинат им. С.П. Титова».

Инв. № подл.	Подп. и дата		Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	1/2020-2-ИОС 6					Лист
												2
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

Состав исполнителей

1. Начальник тепломеханического отдела

А.П. Корнилова

2. Заведующий группой тепломеханического
отдела

Т. Н. Шмелева

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	1/2020-2 -ИОС 6	

Содержание

Введение.....	5
1.Сведения об оформлении решения (разрешения) об установлении видов лимитов топлива для установок потребляющих топливо.....	8
2.Характеристика источника газоснабжения в соответствии с техническими условиями.....	9
3.Сведения о типе и количестве установок потребляющих топливо.....	11
4.Описание технических решений по обеспечению учета и контроля расхода газа и продукции, вырабатываемой с использованием газа, в том числе тепловой и электрической энергии.....	31
5. Описание и обоснование применяемых систем автоматического регулирования и контроля тепловых процессов.....	32
6. Описание мест расположения приборов учета использования газа и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	34
7. Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа ...	34
8 .Описание технических решений по обеспечению теплоизоляции ограждающих поверхностей агрегатов и теплопроводов.....	35
9. Перечень сооружений резервного топливного хозяйства	37
10. Сведения о средствах телемеханизации газораспределительных сетей, объектов их энергоснабжения и электропривода.....	37
11. Перечень мероприятий по обеспечению безопасного функционирования объектов системы газоснабжения, в том числе описание и обоснование проектируемых инженерных систем по контролю и предупреждению возникновения потенциальных аварий, систем оповещения и связи.....	38
12. Перечень мероприятий по созданию аварийной спасательной службы и мероприятий по охране систем газоснабжения	55
12.1. Сведения о наличии и размещении резервов материальных средств для ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте	55
12.2 Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ.....	56
13. Приложения.....	59

Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						Лист
						1/2020-2 -ИОС 6	4	
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата			

Введение.

Проектная документация по объекту «Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАОр «НП НЧ КБК» им. С. П. Титова» с расширением здания выполнена на основании:

- технического задания на проектирование объекта капитального строительства от 26.11.19
- договора №1/2020 от 06.05.2020г
- чертежи Барнаульского филиала ОАО ТКЗ «Красный котельщик» №92.00.000

Основанием для проектирования является:

Программа развития, реконструкции и модернизации основных производственных фондов ЗАОр «Народное предприятие Набережночелнинский картонно-бумажный комбинат им. С.П. Титова» до 2025 г.

Цели выполнения работ:

- повышение технико-экономических показателей, гарантирующих экономическую обоснованность и максимальную энергетическую эффективность всей котельной.

В рамках реконструкции производственно-отопительной котельной выполнена установка парового котла и вспомогательного оборудования Е-160-2,4-250 ГМ (завод-изготовитель Барнаульский филиал ПАО ТКЗ «Красный котельщик») которая осуществлена в проектируемом пристрое к существующему зданию производственно-отопительной котельной с использованием существующих коммуникаций.

В части воздействия факторов внешней среды паровой котел со вспомогательным оборудованием изготовлен в климатическом исполнении «УХЛ» для категории размещения 3 по ГОСТ 15150-69 в климатическом районе П-4 по СП 131.13330-2012 (акт. ред. СНиП 23-01-99). Сейсмичность района не менее 6 баллов по шкале MSK-64.

Проектная документация выполнена в соответствии с действующими нормами и правилами и стандартами, действующими на территории Российской

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

Федерации, техническими условиями и требованиями органов государственного надзора и ведомственных организаций, а также в соответствии с исходными данными и требованиями заинтересованных организаций.

Технические решения, принятые в проекте, предусматривают мероприятия, обеспечивающие пожарную безопасность и безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных мероприятий.

Право осуществлять проектирование в области строительной деятельности предоставлено свидетельством о допуске на выполнение проектных работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства свидетельство СРО №П-152-30032010, саморегулируемая организация Союз «Инновационные технологии проектирования»

Данная документация не подлежит размножению или передачи другим организациям без согласия АО «ЦТЗ».

Проектная документация по подразделу «Система газоснабжения» разработана в соответствии с действующими нормами и правилами:

- Федеральный закон от 21.07.1997г. №116-ФЗ (ред. от 29.07.2018г.) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон от 22.07.08 №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020г. №531 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»;
- Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010г. №870 «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (с изм. на 20.01.2017 г.);
- Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (ред. от 28 апреля 2020 г.);
- СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб»;
- СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб»;
- СП 62.13330.2011. Свод правил «Газораспределительные системы». Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. СП 62.13330.2011;
- ВНТП-81 «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций»;
- Ц-03-97 (т) Циркуляр «О защите газопроводов от повреждений на

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

участке от ГРП до горелок котлов»;

- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Требования пожарной безопасности»;

- Правила пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации от 17.05.2002 г. N317 (с изм. от 19 июня 2017 г.);

- Правила поставки газа в Российской Федерации от 05.02.98 г. №162 (с изм. от 19 марта 2020 г.);

- Правила учета газа от 30.12.2013 г. №961 (с изм. от 26 декабря 2014 г.);

- Свод правил СП 56.13330.2011 Производственные здания. Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001.

- Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок;

- Правила техники безопасности при эксплуатации теплотребляющих установок и тепловых сетей потребителей;

- СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;

- Технический регламент таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011);

- СТО 70238424.27.100.032-2008 «Газовое хозяйство: прием, подготовка и подача газа на ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования».

СТО 70238424.27.100.020-2009 «Газовое хозяйство ТЭС. Условия создания. Нормы и требования»;

- СТО 70238424.27.100.021-2008 «Газовое хозяйство: прием, подготовка и подача газа на ТЭС. Условия поставки. Нормы и требования».

Все технические устройства и оборудование, примененное в проектной документации, соответствуют требованиям технического регламента таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011), который устанавливает минимально необходимые требования к безопасности машин и оборудования.

Все технические устройства, оборудование, устанавливаемое при реконструкции системы топливоснабжения водогрейной котельной имеют сертификаты соответствия технического регламента таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011).

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

1/2020-2 -ИОС 6					Лист
					7

1.Сведения об оформлении решения (разрешения) об установлении видов и лимитов топлива для установок потребляющих топливо.

Основным топливом для отопительно- производственной котельной является природный газ, резервным мазут марки М-100. Газ и мазут к котельной подается от существующего ГРП и существующего мазутного хозяйства.

Основным видом топлива для котлов является природный газ с низшей теплотой сгорания $Q_{нр}=8739,0$ ккал/м³ (при 0° С, Р=760,0 мм.рт. ст.), резервным - мазут с низшей теплотой сгорания $Q_{нр}=9700$ ккал/кг.

Объемы потребления:

Часовой расход газа на проектируемый котел – 11520,0 нм³/ч (при $Q_{нр}=8739,0$ ккал/м³).

Часовой расход мазута на проектируемый котел – 10350,0 кг/ч ($Q_{нр}=9700$ ккал/кг).

Характеристика природного газа

Таблица1.

Наименование показателя	Единица измерения	Величина
Основное топливо		Природный газ
метан	%	96,29
этан	%	2,02
пропан	%	0,63
изо-бутан	%	0,108
нео-пентан	%	0,0005
изо-пентан	%	0,192
азот	%	0,66
углекислота	%	0,146
Теплота сгорания низшая при стандартных условиях	МДж/м ³	36,61
	ккал/м ³	8739,0
Резервное топливо		Мазут марки М100
Влага		0,0
Зола		0,05
Сера		2,78

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

Углерод		85,61
Водород		10,08
Азот		0,07
Кислород		0,69
Теплота сгорания низшая при стандартных условиях	МДж/м ³	40,64
	ккал/кг	9700

2. Характеристика источника газоснабжения в соответствии с техническими условиями.

Основным топливом для отопительно- производственной котельной является природный газ, резервным мазут марки М-100. Газ и мазут к котельной подается от существующего ГРП и существующего мазутного хозяйства.

К существующим сооружениям топливного хозяйства основного топлива относятся:

- Наружные газопроводы высокого давления I категории Ду200.
- Газорегуляторный пункт (ГРП). ГРП представляет собой отдельно стоящее здание. Расположено в северо-западной части площадки ЗАОр «НП НЧ КБК им. С.П. Титова». Подвод газа к ГРП осуществляется по подземному газопроводу от ГРС-1.
- Наружные газопроводы среднего давления Ду300, 600 для подачи природного газа в главный корпус к паровым котлам.
- Наружные газопроводы среднего давления Ду100 для подачи на бумажную фабрику.

Существующее помещение регуляторного зала ГРП по взрывопожарной и пожарной опасности отвечает требованиям для помещений категории А, по взрывоопасности - к зоне класса В-Ia, степень огнестойкости – II (п.5.3.1.3 СТО 70238424.27.100.032-2009), класс конструктивной пожарной опасности С0 (п.35 Федеральный закон от 22.07.08 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (ред. от 27.12.2018 г.).

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	1/2020-2 -ИОС 6	Лист 9
------	------	------	-------	---------	------	-----------------	-----------

Здание ГРП имеет размеры 12х6х3,6 м. В ГРП расположен коммерческий узел учета расхода природного газа, два узла редуцирования газа с технологическим учетом расхода газа.

Коммерческий узел учета расхода природного газа УУРГ-2500 с расходомером ИРВИС- К-300 состоит из:

- отключающих кранов в количестве 3 шт. Ду200, Ру1,6МПа;
- байпасной линии;
- системы продувки;
- измерительных средств, для определения параметров газового потока. Для коммерческого учета природного газа применяется метод переменного перепада давления на сужающем устройстве.

Первый узел редуцирования: ГРУ-16-2НУ1 предназначен для снабжения природным газом котельной, состоит из основной и резервной линий редуцирования, оснащен регуляторами давления газа РДП-200 и узлом учета расхода газа со счетчиком К-300. Первый узел редуцирования предназначен для газоснабжения паровых котлов:

- типа Е-160-2,5-250ГМ марки ТГМЕ-187: 2 шт.,
- типа Е-40-2,4-25ГМ марки ПТВМ-30М(р): 2 шт.

Диапазон работы ГРУ-16-2НУ1 составляет:

- максимальный расход газа $Q_{\max}=24000 \text{ нм}^3 / \text{час}$;
- рабочий расход газа $Q_{\text{раб.}}=10000 \text{ нм}^3 / \text{час}$;
- минимальный расход газа $Q_{\text{mix}}=4000 \text{ нм}^3 / \text{час}$;
- максимальное давление газа на входе $P_{\max}=1,2 \text{ МПа}$;
- минимальное давление газа на входе $P_{\text{mix}}=0,4 \text{ МПа}$;
- давление газа на выходе $P_{\text{вых.}}=0.05 \text{ МПа}$.

Предохранительные сбросные клапаны настроены на сброс газа при повышении давления после регулятора более чем на 15%, т.е. на 0,0575МПа.

Второй узел редуцирования: ГРУ-13-1НУ1 предназначен для снабжения природным газом бумажной фабрики, оснащен регулятором давления газа РДГ-50Н и узлом учета расхода газа со счетчиком СГ-16МТ-250. Второй узел редуцирования предназначен для газоснабжения бумажной фабрики. Диапазон работы ГРУ-13-1НУ1 составляет:

- максимальный расход газа $Q_{\max}=1000 \text{ нм}^3 / \text{час}$;

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

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	1/2020-2 -ИОС 6	Лист
							10

- рабочий расход газа $Q_{\text{раб.}}=600\text{нм}^3/\text{час}$;
- минимальный расход газа $Q_{\text{mix}}=300\text{ нм}^3/\text{час}$;
- максимальное давление газа на входе $P_{\text{max}}=1,2\text{МПа}$;
- минимальное давление газа на входе $P_{\text{mix}}=0,4\text{МПа}$;
- давление газа на выходе $P_{\text{вых.}}=0.04\text{МПа}$.

Предохранительные сбросные клапаны настроены на сброс газа при повышении давления после регулятора более чем на 15%, т.е. на 0,046МПа.

3.Сведения о типе и количестве установок потребляющих топливо.

Состав оборудования производственно-отопительной котельной комбината потребляющего топливо (газ-основное топливо, мазут –резервное).

- Два котла типа Е-160-2,4-250ГМ марки ТГМЕ-187
- два котла типа Е-40-2,4-250ГМ марки ПТВМ-30М(р).
- В настоящее время котлы типа Е-160-2,4-250ГМ марки ТГМЕ-187 отработали свой нормативный срок 30 лет, продолжают эксплуатироваться на основании заключений экспертизы промышленной безопасности и требуют проведения капитального ремонта, с заменой поверхности нагрева.
- Предполагается реконструкция основного и вспомогательного оборудования с установкой нового парового котла типа Е-160-2,4-250ГМ, в расширяемой части главного корпуса и дальнейшей реконструкции или заменой существующих котлов Е-160-2,4-250ГМ.

Расход газа на вновь устанавливаемый паровой котел типа Е-160-2,4-250ГМ составляет -11520,0нм³/ч (при $Q_{\text{нр}}=8739,0\text{ ккал/м}^3$). Расчет произведен по исходным данным -характеристики проектного топлива для изготовления котла.

Краткое описание устанавливаемого котла.

Паровой котёл типа Е-160-2,4-250 ГМ однобарабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, с уравновешенной тягой, с газоплотными экранами, предназначен для выработки перегретого пара за счёт утилизации тепла продуктов сгорания газообразного топлива (основное топливо). Резервное топливо – мазут.

В состав ПК входят собственно котел и вспомогательное оборудование. Котел комплектуется тягодутьевым оборудованием.

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

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	1/2020-2 -ИОС 6	Лист 11
------	------	------	------	---------	------	-----------------	------------

Котел содержит следующие основные элементы: топка, горелочные устройства, водяной экономайзер, барабан и сепарационные устройства, пароперегреватель, впрыскивающий пароохладитель, трубчатый воздухоподогреватель.

Котел оснащен системой трубопроводов в пределах котла и арматурой, обеспечивающих его эффективную и надежную работу.

Для сжигания топлива ПК оборудован шестью низкоэмиссионными газомазутными вихревыми горелочными устройствами ГМВИ(III)-20 расчетной тепловой мощностью 19,0 МВт, установленными на боковых стенках топочной камеры встречно в два яруса по схеме «треугольник-вершиной вниз»: 2 шт. в нижнем ярусе на отметке +4,1000м; 4 шт в верхнем ярусе на отметке +6,050м.

Для снижения выбросов оксидов азота, наряду с установкой низкоэмиссионных горелок, на котле предусмотрена рециркуляция дымовых газов в тракт воздуха через смеситель и организация ступенчатого сжигания топлива – подача воздуха, необходимого для горения несколькими независимыми потоками.

Для организации ступенчатого сжигания топлива применена система воздушного дутья. Система представляет собой четыре сопла для подачи горячего воздуха, расположенные выше основных горелок на отметке +9,250 м.

Розжиг горелки производится запально-сигнализирующими устройствами, которые обеспечивают контроль наличия факела каждой горелки. В комплект запально-сигнализирующего устройства входят: запальники электрогазовые типа ЗСУ-ПИ-60 и устройства селективного контроля пламени типа ФДСА-03М-01. Для контроля общего факела в топке предусмотрены устройства «Факел-012-01» в количестве 2 штук.

Каждая горелка комплектуется блоком газового оборудования типа БГ-11.

Паровой котёл оснащён системой трубопроводов в пределах котла и арматурой, обеспечивающих его эффективную и надёжную работу по поддержанию в ПК нормального солевого режима, допустимых температурных характеристик

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

поверхностей нагрева при пусковых и эксплуатационных режимах, возможность организации контроля качества пара и воды и т.д.

Технические характеристики парового котла Е-160-2,4-250 ГМ.

- Номинальная паропроизводительность, т/ч160,0
- Номинальная температура (рабочая) пара на выходе из котла °С.....250
- Номинальное давление (рабочее) пара на выходе из котла, МПа.....2,4
- Расчетный КПД котла при работе на природном газе, %,.....94,0
- Расчетный КПД котла при работе на мазуте, %,.....93,0
- Содержание оксидов азота в уходящих газах (NOx)
при работе на природном газе/мазуте (при коэффициенте
избытка воздуха 1,4 и сухих газах), мг/нм³не более..... 125/250
- Уровень звука на расстоянии 1 мот обшивки котла,
не более, дБА.....80,0
- Габариты: длина (глубина) x ширина x высота, мм: 12625x11240x24400
- Масса металла котла, кг 190940
- КПД, % на газе 92,30
на мазуте 90,10

Паровой котёл оснащён системой трубопроводов в пределах котла и арматурой, обеспечивающих его эффективную и надёжную работу по поддержанию в ПК нормального солевого режима, допустимых температурных характеристик поверхностей нагрева при пусковых и эксплуатационных режимах, возможность организации контроля качества пара и воды и т.д.

Для обеспечения нормального солевого режима в котле предусмотрены:

- линия регулирования кратности концентраций по ступеням испарения;
- линия выравнивания кратности концентраций выносных циклонов;
- линии непрерывной продувки выносных циклонов и периодической продувки нижних коллекторов экранов;
- линия ввода фосфатов в барабан для обработки котловой воды.

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	1/2020-2 -ИОС 6	Лист 13
------	------	------	-------	---------	------	-----------------	------------

Для защиты водяного экономайзера в период растопки предусмотрена линия рециркуляции барабан – водяной экономайзер второй ступени.

Для осуществления химического контроля качества котловой, питательной воды и пара на ПК имеются устройства для отбора проб.

Котел оборудован узлом питания и трубопроводами: перепускными, дренажными, воздушными, аварийного слива, отбора проб пара и воды, непрерывной и периодической продувок с соответствующей арматурой.

Конструкция ПК предусматривает возможность проведения предпусковых и эксплуатационных химических промывок и консервации на время простоя в резерве и ремонтах.

Конструкция ПК предусматривает возможность проведения предпусковых и эксплуатационных химических промывок и консервации на время простоя в резерве и ремонтах.

Все трубопроводы и теплообменные аппараты имеют в верхних точках воздушники, а в нижних точках и застойных зонах - дренажные устройства, соединенные через дренажную систему энергоблока с атмосферой. Арматура дренажных трубопроводов установлена в места удобных для обслуживания, а сливы вынесены на безопасное для персонала расстояние.

Для защиты элементов ПК, работающих под давлением, от превышения давления предусмотрена установка предохранительных устройств с суммарной пропускной способностью не менее номинальной паропроизводительности ПК.

Конструкцией ПК не предусмотрена установка взрывных предохранительных устройств, для защиты топки и опускного газохода от разрушений при «хлопках» в связи с тем, что надежность работы парового котла обеспечивается автоматической системой защит и блокировок во всех режимах работы оборудования.

Для защиты котла от повышения давления рабочей среды на барабане и на выходном коллекторе перегретого пара установлены пружинные предохранительные клапаны. На сбросных трубопроводах от предохранительных клапанов установлены шумоглушители паровых сбросов.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Индв. № подл.

На барабане котла установлены водоуказательные приборы прямого действия, сосуды постоянного уровня, манометры и отборы для контрольно-измерительных приборов (далее КИП).

Подогрев холодного воздуха осуществляется в трубчатом воздухоподогревателе (ТВП) расположенном в отдельно стоящей «колонке».

Для вновь устанавливаемого парового котла Е-160-2,4-250 согласно задания завода-изготовителя котла разработана система автоматического управления (САУ) с использованием микропроцессорной техники, в которой реализуются: комплекс технологических защит, блокировок, сигнализации и дистанционного управления в соответствии с НТД, включая датчики и исполнительные устройства в пределах котла. Управление оперативный персонал осуществляет с помощью дисплейных терминалов и соответствующих клавиатур, установленных на пульте управления.

Комплектность поставки парового котла Е-160-2,4-250ГМ в соответствии с требованиями технических условий ТУ 3112-092 -05764432-2020 осуществляется заводом изготовителем котла.

Паровой котел комплектуется следующим вспомогательным оборудованием.

-дымосос типа ДН-22х2-0,62К-0,95, с электродвигателем

ДАЗО4-450Х-10МУ1, N=250кВт, n=600об/мин, U=6000В -1шт;

-дутьевой вентилятор типа ВДН-18К с электродвигателем А4355L-6У1 IM1001 N=200кВт, n=1000об/мин, U=380/660В -1шт;

-дымосос рециркуляции ДРГ-15К с электродвигателем А250S4УХЛЗ, N=75кВт, n=1500об/мин, U=380/660-1шт.

-калориферными установками типа КПСк312-50АУЗ-2 шт.

-сепаратор непрерывной продувки типа СП-1,5 У-1,шт; -

сепаратор периодической продувки типа СП 5,5 У-1шт;

-паровые шумоглушители- 1 комплект;

-установка газоимпульсной очистки-1 комплект.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инд. № подл.

С.П. Титова». Подвод газа к ГРП осуществляется по подземному газопроводу от ГРС-1.

- Наружные газопроводы среднего давления Ду300, Д600 для подачи природного газа в главный корпус к паровым котлам.

- Наружные газопроводы среднего давления Ду100 для подачи на бумажную фабрику.

Наружные газопроводы среднего давления Ду300, Ду600, Ду100 (идуший по стене существующего здания производственно-отопительной котельной) в связи с установкой нового котла Е-160-2,4-250ГМ устанавливаемого в расширяемой части главного корпуса меняют свою трассировку. Место присоединения наружных газопроводов среднего давления Ду600 и Ду100 к существующим газопроводам Ду600 и Ду100 осуществляется в осях 2^а-3 существующей эстакады идущей от существующего ГРП. Место присоединения см .раздел Приложения 1/2020-2 -ИОС6 л.5. а также план трассы см.л.2, профиль трассы см.л.3. Место присоединения наружного газопровода среднего давления Ду600 к внутренним газопроводам и газопровод Ду100, идущий на бумажную фабрику см. раздел Приложения чертеж 1/2020-2-ИОС 6 л.4.л.5.

Наружный газопровод газоснабжения производственно -отопительной котельной.

Система газоснабжения должна обеспечивать требуемый расход газа на производственно-отопительную котельную .

При определении диаметра газопровода, с учетом степени шума создаваемого движением газа, рекомендуемая скорость согласно СП 42-101- 2003 п.3.38 принимается 15 м/с. Согласно расчета внутренний диаметр наружного газопровода идущего на котельную должен быть Ду600 мм. Расчет пропускной способности газопровода, определение диаметра см. Приложения Расчет пропускной способности газопровода л.3.

Прокладка вновь проектируемого газопровода среднего давления Ду600и Ду 100 надземная по проектируемым опорным конструкциям. У торца здания (вновь

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

За температуру эксплуатации принята температура, до которой может охлаждаться газопровод при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 (-34 °С) по СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*.

Трубы Ду600 (Ø630x8) приняты стальные электросварные прямошовные по ГОСТ 20295-85 тип 3, класса прочности К52, с термообработкой по всему объему согласно таблице 6 СТО 79814898.747-2014 «Детали и элементы трубопроводов пара и горячей воды тепловых электростанций на давление до 2,2 МПа» (Циркуляр Ц-03-97(т) п.1 Приложения), марка стали 17Г1С ГОСТ 19281-2014. (Труба тип 3-У 630x8 - К52 ГОСТ 20295-85, марка стали: 17Г1С ГОСТ 19281-2014).

Допустимая температура металла труб и соединительных деталей - (-40°С).
Величина ударной вязкости КСУ при температуре испытаний (-40°С) должна быть не менее 0,29 МДж/м (Зкгс·м/см) согласно п.10 СТО 79814898 747-2014.

Трубы Ду300 (325x8,0), Ду100 (108x4,5), Ду50 (57x4) приняты стальные бесшовные горячедеформированные для газопроводов по ТУ 14-3-1128-2000, с термообработкой, марка стали 09Г2С по ГОСТ 19281-2014.

Допустимая температура металла труб и соединительных деталей - (-60°С).
Величина ударной вязкости КСУ при температуре испытаний (-60°С) должна быть не менее 0,29 МДж/м (Зкгс·м/см) согласно п.10 СТО 79814898 747-2014.

После монтажа и проведения испытаний газопроводы подвергаются антикоррозионному покрытию ПФ-115 ГОСТ 6465-76 желтого цвета в два слоя по двухслойной грунтовке ГФ-021 по ГОСТ 25129-82 с последующим нанесением предупреждающих колец эмалью ПФ-115 ГОСТ 6465-76 красного цвета. Количество колец и расстояние между ними должны соответствовать требованиям ГОСТ 14202-69.

Типы и конструктивные параметры сварных соединений газопроводов соответствуют требованиям ГОСТ 16037-80. Для сварки применяются электроды Э-50А ГОСТ 9466-75.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инд. № подл.

Все сварные стыковые соединения газопроводов Ду50 и более должны быть подвергнуты 100%-ному контролю физическим методом-ультразвуковой метод (при условии проведения выборочной проверки не менее 10%).

Газопровод котла Е-160-2,4-250ГМ

В качестве основного топлива для котла используется природный газ по ГОСТ 5542-2014 с низшей теплотой сгорания 8739,0 ккал/м³ в качестве резервного топлива используется мазут марки М100, с низшей теплотой сгорания Q_н=9700 ккал/кг по ГОСТ 10585-2013.

Для газоснабжения природным газом горелок низкоэмиссионных газомазутных вихревых ГМВИ(III)-20 расчетной тепловой мощностью 19,0 МВт, установленными на боковых стенках топочной камеры встречно в два яруса по схеме «треугольник-вершиной вниз»: 2 шт. в нижнем ярусе на отметке +4,100м; 4 шт. в верхнем ярусе на отметке +6,050м предусматривается система газоснабжения (внутренние устройства) в границах проектирования и поставки, начиная от точки присоединения внутреннего газопровода среднего давления Ду600 к наружным газопроводам, давление газа в точке присоединения P=0,06 МПа(0,6 кгс/см²).

-Расход газа на котел – 11520нм³/ч.

-Номинальный расход топлива на двухпоточную горелку

ГМВИ (III)-20 при работе на газе - 1920 нм³/ч.

-Давление газа перед горелкой (номинал) – P=34 кПа.

На трубопроводе газа к котлу установлены:

-затвор дисковый с редуктором Ду400, Ру1,6 МПа (16,0 кгс/см²);

-поворотное кольцо-заглушка Ду400, Ру1,6 МПа(16,0 кгс/см²);

-устройство подготовки потока «ZANKER» Ду400, Ру1,6 МПа (16,0 кгс/см²);

-диафрагма камерная АМАКС Ду400, Ру1,6 МПа (16,0 кгс/см²)

установленная согласно требованиям ГОСТ 8.586.5-2005 к прямым участкам;

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	1/2020-2 -ИОС 6	Лист
										20

-клапан отсечной быстродействующий АМАКС Ду400, Рр1,2 МПа (12,0 кгс/см²);

-клапан регулирующий Ду400, Ру1,6 МПа (16,0 кгс/см²) производства ЗАО НПО «Флейм».

Установка арматуры обеспечивает возможность отключения котлоагрегата и отдельного участка газопровода для обеспечения локализации и ликвидации аварий, проведении ремонтных и аварийно-восстановительных работ, а также для ликвидации и консервации газопровода.

Газопровод от точки присоединения внутреннего газопровода среднего давления Ду600 к наружным газопроводам выполнен из труб Ду600 (Ø630x8).

Трубы Ду600 (Ø630x8) приняты стальные электросварные прямошовные по ГОСТ 20295-85 тип 3, класса прочности К52, с термообработкой по всему объему согласно таблице 6 СТО 79814898.747-2014 «Детали и элементы трубопроводов пара и горячей воды тепловых электростанций на давление до 2,2 МПа» (Циркуляр Ц-03-97(т) п.1 Приложения), марка стали 17Г1С ГОСТ 19281-2014. (Труба тип 3-У 630x8 - К52 ГОСТ 20295-85, марка стали: 17Г1С ГОСТ 19281-2014).

Допустимая температура металла труб и соединительных деталей- (-40°С).

Величина ударной вязкости КСУ при температуре испытаний (-40°С) должна быть не менее 0,29 МДж/м (Зкгс·м/см) согласно п.10 СТО 79814898 747-2014.

Далее на отводе к котлу трубы электросварные прямошовные Ду300 (Ø325x6), Ду400 (Ø426x9) по ГОСТ 10705-80*гр.В, с термообработкой по всему объему согласно таблице 3 СТО 79814898.747-2014 «Детали и элементы трубопроводов пара и горячей воды тепловых электростанций на давление до 2,2 МПа», материал Сталь20 по ГОСТ 1050-2013.

Допустимая температура металла труб и соединительных деталей- (-20°С).

Величина ударной вязкости КСУ при температуре испытаний (-20°С) должна быть не менее 0,29 МДж/м (Зкгс·м/см) согласно п.10 СТО 79814898 747-2014.

Детали газопроводов по ГОСТ 17375-2001, ОСТ 34 10.764-97, ОСТ 34 10.753-97.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

Крепление газопроводов Ду400 осуществляется при помощи технологических опор по ОСТ 34-10-616-93.

На газопроводах в районе горелок котла.

Установлены в непосредственной близости у горелок котла:

- блок газооборудования котла Ду200, Рр 0,25 МПа типа АМАКС-БГ11-200/100/150 -П в количестве -3 шт;
- блок газооборудования котла Ду200, Рр 0,25 МПа типа АМАКС-БГ11-200/100/150 -Л в количестве -3 шт;
- заслонка дроссельная газовая с МЭО Ду100, Ру0,6 МПа типа АМАКС-ЗДЭ-100-1,6 -0,1. Данная заслонка поставляется комплектно с АМАКС-БГ11;
- заслонка дроссельная газовая с МЭО Ду65, Ру 0,6 МПа типа АМАКС-ЗДЭ-65-1,6 -0,1. Данная заслонка поставляется комплектно с АМАКС-БГ11;
- гребенка КИП и А (в комплекте с АМАКС-БГ-11).

Блок газооборудования АМАКС-БГ11 предназначен для работы двухпоточной горелки. Он позволяет в сочетании с системой управления реализовывать следующие функции:

- обеспечение безопасного розжига запальника и горелки с автоматической опрессовкой своих запорных устройств, при котором исключается вероятность загазованности в топке котла и «хлопка» при розжиге;
- регулирование расхода газа;
- отсечку газа без подвода электропитания от внешнего источника при нарушении технологических параметров работы котла, недопустимом отклонении давления газа или воздуха перед горелкой, при погасании факела;
- герметичность затвора запорных устройств класс «А» ГОСТ Р 54808-2011;
- время полного закрытия не более 1 сек.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

1/2020-2 -ИОС 6					Лист
					22

- перед поворотной заглушкой DN 400 мм с установкой в качестве запорного устройства шарового крана DN 50 мм с ручным приводом;

-из тупиков газопроводов DN300 мм с установкой отборного устройства DN 50 мм;

- перед блоками газооборудования с установкой отборного устройства DN 20 мм;

-газопроводы безопасности предусмотрены от каждого блока газооборудования. Отборные устройства DN 20 мм, с установленной на них запорной арматурой с электромагнитным приводом типа «НО», входят в состав блоков газооборудования.

Трубы для продувочных свечей и свечей безопасности, подвода инертного газа приняты:

-трубы Ду50 (57x3), Ду25 (32x2) стальные электросварные прямошовные по ГОСТ 10705-80* гр. В, с термообработкой по всему объему согласно таблице 3 СТО 79814898.747-2014 «Детали и элементы трубопроводов пара и горячей воды тепловых электростанций на давление до 2,2 МПа», из стали марки Сталь20 по ГОСТ 1050-2013.

Допустимая температура металла труб и соединительных деталей- (-20°C).

Величина ударной вязкости КСУ при температуре испытаний (-20°C) должна быть не менее 0,29 МДж/м (Зкгс·м/см) согласно п.10 СТО 79814898 747-2014.

-трубы Ду20 (25x2) стальные бесшовные холоднодеформированные по ГОСТ 8733-74* гр. В, термически обработанные, из стали марки Сталь20 по ГОСТ 1050-2013.

Допустимая температура металла труб - (-30°C).

Величина ударной вязкости КСУ при температуре испытаний (-30°C) должна быть не менее 0,29 МДж/м (Зкгс·м/см) согласно п.10 СТО 79814898 747-2014.

Трубы для отбора проб на продувочных свечах приняты Ду15 (18x2) стальные бесшовные холоднодеформированные по ГОСТ 8733-74* гр. В, термически обработанные, из стали марки Сталь20 по ГОСТ 1050-2013.

Допустимая температура металла труб - (-30°C).

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

-расчет по определению толщины стенок труб и соединительных деталей для присоединения к ним с учетом величины давления природного газа, и коэффициентов надежности.

Количество, места размещения и вид запорной арматуры обеспечивает возможность:

- отключения участков сети газопотребления для проведения ремонта газоиспользующего оборудования или локализации аварий с минимальными периодами перебоа в газоснабжении;

-отключения газоиспользующего оборудования для его ремонта или замены;

- отключение участка газопровода для его демонтажа и последующей установки технических устройств при необходимости их ремонта или поверки.

Трубы изготовлены из стали, содержащей не более 0,25% углерода, 0,036% серы и 0,046% фосфора. Выбор материала труб, трубопроводной запорной арматуры, соединительных деталей, сварочных материалов, крепежных элементов и других произведен с учетом давления газа, диаметра и толщины стенки газопровода, расчетной температуры наружного воздуха в районе строительства и температуры стенки трубы при эксплуатации, наличия вибрационных нагрузок (п.4.11 Свод правил «Газораспределительные системы». Актуализированная редакция СНиП 42- 01-2002, СП 62.13330.2011, п.3.4 Циркуляр Ц-03-97(т).

Выбор технических устройств осуществлен с учетом:

-требований безопасности по ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.1.010, ГОСТ 12.2.003;

-требований действующих стандартов и нормативных документов на их изготовление;

-условий эксплуатации (давления газа, температуры окружающей среды);

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

- устойчивости к механическим, химическим и тепловым нагрузкам;
- среднего срока службы.

Примененная арматура предназначена для природного газа с герметичностью класса А по ГОСТ Р54808-2011.

Герметичность разъемных соединений (фланцевых соединений) обеспечена применением прокладок, стойких к воздействию транспортируемого газа.

Поставка фланцевого оборудования предусмотрена комплектно с ответными фланцами, прокладками и крепежом.

Выбор рабочего давления технических устройств произведен в соответствии с давлением в газопроводе в зависимости от величины нормативного условного давления арматуры (рабочее давление газопровода: 0,06МПа-0,034 МПа, условное давление арматуры: 1,6МПа).

Монтаж газопроводов выполнить согласно требований СП 62.13330.2011, а также согласно требований заводов-изготовителей оборудования и арматуры.

Типы и конструктивные параметры сварных соединений газопроводов соответствуют требованиям ГОСТ 16037-80. Для сварки применяются электроды Э-50А ГОСТ 9466-75. Нормы контроля сварных соединений по СП 62.13330.2011 и РД 153-34.1-003-01.

После завершения монтажных работ выполнить испытание газопроводов на герметичность согласно таблице 11.

После монтажа и проведения испытаний газопроводы подвергаются антикоррозионному покрытию. Газопроводы окрасить эмалью Пф-115 ГОСТ 6465-76 желтого цвета в два слоя по двухслойной грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82* с последующим нанесением предупреждающих колец красного цвета. Количество колец и расстояние между ними должны соответствовать требованиям ГОСТ 14202-69.

Все стыковые соединения газопроводов Ду50 и более подвергаются 100%-контролю физическим методом-ультразвуковой метод (при условии проведения выборочной проверки не менее 10% радиографическим методом).

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата
Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Срок эксплуатации газопровода сети газопотребления согласно п.5.3.6.6 СТО 70238424.27.100.032-2009:

-надземных стальных -30 лет;

-внутренних стальных и оборудования котельных (котлов) -30 лет.

Срок эксплуатации технических устройств прописаны изготовителем в паспортах на них и составляют:

- задвижки клиновые стальные с выдвижным шпинделем фланцевые Ду600 Ру1,6МПа, Ду300 Ру1,6МПа -30 лет;

-краны шаровые фланцевые Ду50 Ру1,6МПа, Ду25 Ру1,6МПа, Ду15 Ру1,6МПа-30 лет;

-изолирующие соединения приварные: ИС-630 Ду600 Ру1,6МПа, ИС-325 Ду300 Ру1,6МПа -30 лет;

-клапан отсечной быстродействующий Ду400 Ру1,6МПа-30 лет;

-блоки газооборудования котла БГ11-200/100/150-П, Л комплектно с заслонками дроссельными АМАКС-ЗДЭ-100-1,6-0,1 и АМАКС-ЗДЭ-65-1,6-0,1 - 30 лет;

-клапан регулирующий дисковый Ду400 Ру1,6МПа РК109.4.400.00-Э-254.

Срок службы: корпусных деталей-25 лет, выемных частей и комплектующих деталей-10 лет;

-поворотное кольцо-заглушка Ду400 Ру1,6МПа-30 лет;

-устройство подготовки потока «ZANKER» Ду400 Ру1,6МПа- 30 лет;

-компенсаторы Ду100 Ру1,6 МПа.

Расчеты срока эксплуатации (срока службы) стальных газопроводов показывают, что срок их эксплуатации 40 лет (за срок эксплуатации стальных газопроводов приняты минимальные значения).

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

Графическую часть см. раздел 13. Приложения комплект чертежей
Установка котла типа Е-160-2,4-250ГМ. Газоснабжение. Внутренние устройства.

Технические решения по системе паромазутоснабжения.

Мазут является резервным топливом, работа не более 72 часов в год.
Качество мазута применяемого в качестве топлива соответствует требованиям
ГОСТ 10585-2013.

На вновь устанавливаемый паровой котел Е-160-2,4-250ГМ мазут подается
от существующих мазутопроводов.

Параметры мазута: давление $P_{раб}=2,2$ МПа ($22,0$ кгс/см²), температура
 $T_{раб}=135^{\circ}C$.

Параметры пара - давление $P=0,8$ МПа ($8,0$ кгс/см²), температура $T=200$ °С.

Паромазутопроводы Ду100, Ду80, Ду50 изготавливаются из стальных
бесшовных труб по ГОСТ 8733-74* или ГОСТ 8734-75*, изготовленные по
группе «В», материал Сталь 20 по ГОСТ 1050-2013.

Типы и конструктивные параметры сварных соединений
паромазутопроводов соответствуют требованиям ГОСТ 16037-80. Для сварки
применяются электроды Э-42А ГОСТ 9467-75.

После монтажа проводится гидравлическое испытание мазутопроводов на
прочность и плотность давлением $P=1,5P_{раб.}$, паропроводы $P=1,25 P_p$.

Категория проектируемых мазутопроводов определена по Руководству по
безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации
технологических трубопроводов» как II категория группы Б (в).

Категория проектируемых паропроводов по ТР ТС 032/2013 определяется
как 1-ая, группа 2.

На котле установлены горелки ГМВИ (III)-20, которые комплектуются паро-
механическими мазутными форсунками ТКЗ типа «Тагпол» у которых диапазон
регулирования расхода мазута 20-100%. Требуемая вязкость мазута перед
форсункой $2,5-3^{\circ}BU$ (16сСт). Для распыла мазута и продувки форсунки

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

используется пар давлением 4-6 кгс/см². Температура пара 200-250⁰С.

Минимальное давление мазута перед форсункой 0,5 кгс/см². Растопка и работа мазутной форсунки осуществляется в соответствии с «Правилами безопасности при использовании мазута в котельных установках».

Мазутопровод-отвод к котлу прокладывается на площадке отм+14,900 и под отметкой +5,420 с установкой: запорного устройства (шаровой кран) DN 50 мм , PN4,0Мпа ручной, запорного устройства (шаровой кран) DN 50 мм , PN4,0МПа с электроприводом, фланцевого соединения DN 50 мм для установки заглушки с приспособлением для разжима фланцев и токопроводящей перемычкой, устройства для продувки мазутопровода и форсунок паром DN 20 мм, ультразвуковое расходомерное устройство, предохранительно-запорного клапана DN 50 мм и регулирующего клапана DN 50 мм.

Далее мазутопровод напорный присоединяется к мазутному «кольцу» к границе проектирования. Присоединительные размеры по паромазутопроводу см. чертеж № 92.00.023 Барнаульский филиал ОАО ТКЗ «Красный котельщик».

На отводе к рециркуляционной магистрали устанавливаются:

- ультразвуковое расходомерное устройство;
- обратный клапан DN 50 мм,
- фланцевое соединение для установки заглушки DN 50 мм с приспособлением для разжима фланцев и токопроводящей перемычкой;
- запорное устройство (шаровой кран) DN 50 мм ручной;
- запорное устройство (шаровой кран) DN 50 мм с электроприводом.

Расход мазута на котел определяется как разность показаний расходомерных устройств на прямой и рециркуляционной линии.

Устройство для продувки мазутопровода и форсунок паром представляет собой отвод от паровой магистрали DN 25 мм с установкой двух шаровых кранов и установки заглушки между ними.

На паровой линии DN 50 мм, проложенной к котлу, установлен кран запорный DN 50 мм с ручным приводом и обратный клапан DN 50 мм, после которого предусмотрен отбор пара на продувку мазутопровода.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

Герметичность затвора всех ПЗК и затворов запорной арматуры принята класса «А» ГОСТ 9544-2015.

Паромазутопроводы изготавливаются из стальных бесшовных труб по ГОСТ 8732-78* или ГОСТ 8734-75*, изготовленные по группе «В» ГОСТ 8731-87 или ГОСТ8733-74* из стали марок Ст.10,20 ГОСТ 1050-2013.

4. Описание технических решений по обеспечению учёта и контроля расхода газа и продукции, вырабатываемой с использованием газа, в том числе тепловой и электрической энергии.

Согласно «Правил учёта газа», утверждённых 14.10.96 все топливо, поступающее на энергообъект, должно контролироваться по количеству и по качеству. Такой контроль осуществляется по приборам его Потребителя. Места нахождения приборов учёта поступающего газообразного топлива определяются согласно положением договора на поставку газа. Для расчёта экономических показателей работы оборудования необходим учёт сожжённого газообразного топлива по каждому котлу. Для этих целей на каждом котле установлены расходомерные устройства, позволяющие контролировать расход газа во всём диапазоне нагрузок котла, включая режим его растопки.

Расходомерное устройство на газопроводе-отводе к котлу Е-160-2,4-250ГМ представляет собой камерную диафрагму DN 400 мм, установленную согласно требованиям ГОСТ 8.586.5-2005 к прямым участкам.

В существующем ГРП расположен коммерческий узел учета расхода природного газа, два узла редуцирования газа с технологическим учетом расхода газа.

Коммерческий узел учета расхода природного газа УУРГ-2500 с расходомером ИРВИС- К-300 состоит из:

- отключающих кранов в количестве 3 шт. Ду200, Ру1,6МПа;
- байпасной линии;
- системы продувки;

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

-измерительных средств, для определения параметров газового потока. Для коммерческого учета природного газа применяется метод переменного перепада давления на сужающем устройстве.

5. Описание и обоснование применяемых систем автоматического регулирования и контроля тепловых процессов.

Системы автоматического регулирования и контроля тепловых процессов см. подраздел 5.7 Технологические решения. Часть2. АСУ ТП том14.

АСУ ТП предназначена для управления технологическими процессами выработки тепловой энергии и обеспечивает контроль и управление оборудованием парового котла и другим оборудованием во всех эксплуатационных режимах работы.

АСУ ТП, в которой применены программно-технические средства микропроцессорной и вычислительной техники, позволяет реализовать расширенный круг задач (функций) контроля и управления технологическим оборудованием, обеспечивая:

высокую надежность, экономичность, безопасность и долговечность оборудования, путем уменьшения интенсивности случайных колебаний параметров технологического процесса;

- сокращение времени пуска котла;
- сокращение времени простоя котла при плановых ремонтах и при аварийных остановах вследствие повышения технического уровня эксплуатации;
- защиту персонала и оборудования при угрозе аварии;
- расширенные информационные функции ПТК АСУ ТП;
- реализацию сложных алгоритмов управления и регулирования;
- диагностику технических и программных средств АСУ ТП;
- высокую живучесть и надежность системы при отказах ее элементов;
- автоматизированный расчёт технико-экономических показателей работы оборудования котла;

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

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	1/2020-2 -ИОС 6	Лист 32
------	------	------	------	---------	------	-----------------	------------

-автоматизированный контроль содержания вредных веществ в уходящих дымовых газах за водогрейным котлом.

Основными целями создания АСУ ТП парового котла являются:

-обеспечение автоматизированного эффективного управления технологическими процессами в нормальных, переходных и аварийных режимах работы оборудования;

- повышение надежности работы тепломеханического и электротехнического оборудования;

- обеспечение эксплуатационного персонала достоверной, своевременной, оперативной информацией о протекании технологических процессов, состоянии тепломеханического и электротехнического оборудования и технических средств управления, представленной в наиболее удобной для восприятия форме;

-отображение на экранах мониторов, сигнализация, архивирование, регистрация, документирование;

- дистанционное управление всей электрифицированной арматурой на газопроводах котла;

-автоматическое регулирование подачи газа, и разрежения в топке;

-технологические защиты и блокировки;

-функционально-групповое управление арматурой блоков газооборудования горелок, вентиляторов и шиберов воздуха горелок, запально-защитных устройств растопочных горелок;

-контроль и самодиагностика программных и технических средств ПТК.

Информационные функции.

Объем измерений выполнен в соответствии с СО 34.31.101-2003 «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях» для водогрейных котлов.

Единицы измерения технологических параметров для отображения на экранах АРМ машиниста принимаются в технической системе измерения.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

Сигналы с уровнями напряжения 24 В и 220 В подключаются к ПТК отдельными кабелями.

Дистанционное управление.

Дистанционное управление электроприводами арматуры газовых блоков осуществляется с АРМ расположенных в помещении центрального щита управления (ЦЩУ) и локальных панелей управления оператора, расположенных в помещении котельной на площадке обслуживания горелок

6. Описание мест расположения приборов учета используемого газа и устройств сбора передачи данных от таких приборов.

Расходомерное устройство на газопроводе-отводе к котлу представляет собой камерную диафрагму DN400 мм, установленную согласно требованиям ГОСТ 8.586.5-2005 к прямым участкам. Для сокращения длин прямых участков перед диафрагмой установлено устройство подготовки потока "Zanker".

7. Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа

Оборудование тягодутьевой установки выбирается при проектировании котельного агрегата заводом-изготовителем Барнаульский филиал ОАО ТКЗ «Красный котельщик» и поставляется комплектно с котлом.

Паровой котел комплектуется следующим вспомогательным оборудованием.

- дымосос типа ДН-22х2-0,62К-0,95, с электродвигателем ДАЗО4-450Х-10МУ1, N=250кВт, n=600об/мин, U=6000В -1шт;
 - дутьевой вентилятор типа ВДН-18К с электродвигателем А4355L-6У1 IM1001 N=200кВт, n=1000об/мин, U=380/660В -1шт;
 - дымосос рециркуляции ДРГ-15К с электродвигателем А250S4УХЛЗ, N=75кВт, n=1500об/мин, U=380/660-1шт.
 - калориферными установками типа КПСк312-50АУЗ-2 шт.
- Аэродинамический расчет газоздушного тракта выполнен заводом-изготовителем котла. Надежная работа этих котлов обеспечивается автоматической системой защит и блокировок во всех режимах работы.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

1/2020-2 -ИОС 6					Лист
					34

- матами прошивными из минеральной ваты марки 100 без обкладочного материала толщиной 50, 60, 100 мм;
- матами прошивными из минеральной ваты марки 100 с обкладочным материалом из металлической сетки с одной стороны толщиной 40,50,60,70.80мм;
- полотном стекловолокнистым холстопрошивным теплоизоляционным толщиной 1,4 мм(36,43слоя). Покровной слой –алюминиевый лист марки АД1Н толщиной 0,5,0,8 мм. Перед наложением теплоизоляции трубопроводы и опоры обрабатываются антикоррозионным покрытием.

Изоляция арматуры и фланцев:

-матрацами из матов прошивных из минеральной ваты марки 100 без обкладочного материала в ткани конструкционной Т-23Р из стеклянных крученых нитей толщиной 50,60,70 мм;

-матрацами из матов прошивных теплоизоляционных из базальтового холста без обкладок марки МПБ-30 в ткани конструкционной Т-23Р из стеклянных крученых нитей толщиной 40,50 мм;

-полотном стекловолокнистым холстопрошивным теплоизоляционным толщиной 1,4 мм (36слоев). Покровной слой –алюминиевый лист марки АД1Н толщиной 1,0 мм.

Для изготовления матов используется минеральная вата из расплава горных пород, имеющая модуль кислотности 2-2,5, со средним диаметром волокна не более 6 мкм. Сырьевые материалы, используемые при производстве матов, отвечают требованиям радиационной безопасности, не выделяют в процессе эксплуатации вредных и неприятно пахнущих веществ, являются негорючим и невзрывоопасным материалом. Коэффициент теплопроводности при 50 °С не более 0,04 Вт/м °С.

На вертикальных участках трубопроводов и оборудования предусмотрены разгружающие конструкции и опорные скобы и кольца – для горизонтальных. Для крепежа используются различные виды крепёжных конструкций в

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

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	1/2020-2 -ИОС 6	Лист 36
------	------	------	------	---------	------	-----------------	------------

зависимости от вида и диаметра изолируемого объекта (кольца, бандажи, штыри, винты, болты, гайки, шайбы).

Для компенсации разности температурных удлинений трубопроводов тепловой изоляции в ней устраиваются температурные швы, которые обычно сочетаются с разгрузочными устройствами и опорами.

Арматура, фланцевые соединения, участки трубопроводов в месте расположения опор, а также участки трубопроводов, подвергающихся периодическому контролю (сварные соединения, репера, бобышки) покрываются съёмной тепловой изоляцией.

Выхлопные трубопроводы изолируются лишь в местах, опасных для обслуживающего персонала (с целью предотвращения ожогов).

Изоляция котла выполняется по проектной документации, выдаваемой заводом-изготовителем.

9. Перечень сооружений резервного топливного хозяйства.

Существующее мазутное хозяйство расположено на отдельной площадке. Мазутное хозяйство состоит из комплекса сооружений, заключённых в отдельное от основной площадки комбината ограждение и соответствует действующим нормативным документам.

10. Сведения о средствах телемеханизации газораспределительных сетей, объектов их энергоснабжения и электропривода

Повышение надежности управления газораспределительными сетями обеспечивается за счет внедрения современной системы управления на базе АСУ ТП которая состоит из:

- Полевого уровня (датчики и измерительные приборы, запорная и регулирующая арматура), который устанавливается непосредственно на газопроводах котла.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

- Контроллерного уровня (устройства связи с объектом, шины и устройства передачи данных, контроллеры обработки информации и выдачи управляющих команд).

- Верхнего уровня (рабочие станции оперативного управления, сервер архивирования информации, станции инжиниринга).

Для связи между элементами системы используется коммутационное оборудование и линии связи с использованием экранированного кабеля.

11. Перечень мероприятий по обеспечению безопасного функционирования объектов системы газоснабжения, в том числе описание и обоснование проектируемых инженерных систем по контролю и предупреждению возникновения потенциальных аварий, систем оповещения и связи.

Общие положения.

К проектированию, строительству и эксплуатации объектов газового хозяйства, а также к сжиганию природного газа предъявляются особые требования обеспечения взрыво - и пожаробезопасности, так как природный газ по своим физическим свойствам обладает способностью легко смешиваться с воздухом, образуя взрывоопасные смеси.

Нормативное регулирование вопросов обеспечения промышленной безопасности на территории Российской Федерации осуществляется Федеральным законом от 21.07.1997 г. №116-ФЗ (ред. от 13.07.2015г.) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления», Техническим регламентом о безопасности сетей газораспределения и газопотребления от 29 октября 2010 г. N870.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Лист
38

Ростехнадзор России, осуществляющий нормативное регулирование вопросов обеспечения промышленной безопасности на территории Российской Федерации, утвердил Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления», в которых регламентируются требования к устройству, эксплуатации и обеспечению взрывобезопасности систем газоснабжения. Действие настоящих Правил распространяется на сеть газораспределения и сеть газопотребления, а также на связанные с ними процессы эксплуатации (включая техническое обслуживание, текущий ремонт), консервации и ликвидации.

Требования настоящих Правил распространяются на все организации независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности, осуществляющие деятельность по эксплуатации, техническому перевооружению, ремонту, консервации и ликвидации сетей газораспределения и газопотребления.

Перечень мероприятий при проектировании

Проектную документацию систем газопотребления, их элементов, включая защиту газопроводов от электрохимической коррозии и производство работ, вправе выполнять организации, имеющие специалистов с опытом работы в этой области и нормативно-техническую базу.

Руководители и специалисты, осуществляющие деятельность по проектированию опасных производственных объектов, должны пройти аттестацию (проверку знаний требований промышленной безопасности и других нормативных правовых актов).

Принятые в рабочей документации решения позволяют обеспечивать бесперебойное и безопасное газоснабжение объекта и возможность оперативного отключения потребителя газа (п.49 Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления от 29 октября №870).

Все оборудование, примененное в проектной документации, соответствует требованиям технического регламента: ТР ТС 010/2011.Технический регламент таможенного союза «О безопасности машин и оборудования».

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

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	1/2020-2 -ИОС 6	Лист 39
------	------	------	------	---------	------	-----------------	------------

При выборе арматуры, изделий для газопроводов и технических устройств для сети газопотребления руководствовались утвержденной номенклатурой с учетом давления, температуры, климатических условий

(п.21 Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления от 29 октября №870).

Конструкция запорной, регулирующей арматуры должна обеспечивать герметичность затворов не ниже класса В, предохранительных запорных устройств (ПЗК) герметичность затвора не ниже класса А (п.4.14 Свод правил «Газораспределительные системы». Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. СП 62.13330.2011). Выполнена защита газопровода от коррозии (п.25 Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления от 29 октября №870).

Строительство сети газопотребления

Общие положения

На стадии строительства должны обеспечиваться соблюдение технологии производства строительно-монтажных работ, выполнение технических решений, предусмотренных рабочей документацией на строительство газопроводов, а также использование соответствующих материалов и изделий (п.56 Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления).

Строительство сетей газопотребления вправе осуществлять организации, специализирующиеся в области строительства инженерных систем и трубопроводного транспорта, имеющих аттестованных монтажников, сварщиков, специалистов сварочного производства, соответствующую производительную базу и аттестованную лабораторию контроля сварочно-монтажных и изоляционных работ в порядке, установленном Ростехнадзором.

Организации, осуществляющие строительство, монтаж и ремонт газопроводов, обязаны обеспечить контроль производства работ на всех стадиях,

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

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	1/2020-2 -ИОС 6	Лист 40
------	------	------	------	---------	------	-----------------	------------

включая аттестацию персонала, наличие аттестации технологии сварки, входной контроль труб, деталей, материалов и узлов газопровода.

В соответствии со ст.2 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ системы газоснабжения относятся к ОПО (опасным производственным объектам).

Регистрация ОПО систем распределения и потребления газа котельных осуществляется на основании идентификации после окончания строительно-монтажных работ и приемки объекта в промышленную эксплуатацию в соответствии с правилами регистрации объектов в государственном реестре ОПО. (п.8-п.13 Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления от 29 октября №870).

Испытания газопроводов

После завершения монтажных работ и внутренние газопроводы испытать на герметичность воздухом в соответствии с п.10.5.7 (табл.16) Свод правил «Газораспределительные системы». Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. СП 62.13330.2011 .

Испытание газопроводов

Таблица 11

Сооружение	Нормы испытания	
	Испытательное давление, МПа	Продолжительность испытания, час
Надземные газопроводы до 0,1МПа включительно	0,3	1

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Газопроводы котельных (газопроводы внутри зданий) св.0,1 до 0,3 МПа	0,1	1
---	-----	---

Результаты испытаний на герметичность считаются положительными, если за период испытания нет видимого падения давления в газопроводе по манометру класса точности 0,15. Допускается применение манометров класса точности 0,4, а также класса точности 0,6.

Контроль качества стыков газопроводов

Контроль качества стыков газопроводов производится согласно п.10.4.1 (табл.14) Свод правил «Газораспределительные системы». Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. СП 62.13330.2011.

Контроль качества стыков газопроводов

Таблица 12

Газопровод стальной	Количество стыков	Метод проверки	Примечание
Надземные и внутренние газопроводы природного газа давлением св.0,005 до 1,2МПа	5%	физический	Не менее 1 стыка от общего числа стыков сваренных каждым сварщиком

Ультразвуковой метод контроля сварных стыков стальных газопроводов применяется при условии проведения выборочной проверки не менее 10%

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

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	1/2020-2 -ИОС 6	Лист 42
------	------	------	------	---------	------	-----------------	------------

стыков радиографическим методом. При неудовлетворительных результатах контроля радиографическим методом хотя бы на одном стыке объем контроля следует увеличить до 50% от общего количества стыков. В случае повторного выявления дефектных стыков все стыки (100%), сваренные на объекте сварщиком в течении календарного месяца и проверенные ультразвуковым методом, должны быть проверены радиографическим методом.

При неудовлетворительных результатах контроля физическим (радиографическим, ультразвуковым) методом должна проводиться проверка удвоенного числа стыков на участках газопровода, непринятого в эксплуатацию.

Если при повторной проверке будут обнаружены недопустимые дефекты, то все однотипные сварные соединения, выполненные данным сварщиком на участках газопровода, непринятых в эксплуатацию, должны быть проверены физическим методом контроля.

Выбор материала контроля (ультразвуковой дефектоскопии или радиографии) должен производиться исходя из условий обеспечения выявления дефектов с учетом физических свойств материала.

Разрешается замена радиографического и ультразвукового контроля на другие методы контроля при условии их согласования с Ростехнадзором.

Контроль радиографических снимков сварных стальных соединений, сваренных каждым сварщиком, следует осуществлять на аппаратно-программном комплексе автоматизированной расшифровки радиографических снимков в объеме 20%.

Механические испытания проводятся в соответствии с государственными стандартами при проверке механических характеристик и качества сварных соединений при сварке стыков в процессе квалификационных испытаний сварщиков (допускных) и проверке технологических параметров при аттестации технологии сварки.

Основными видами механических испытаний являются испытания на статическое растяжение, статический изгиб, сплющивание.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

Осмотр технического состояния (обход) должен производиться не реже одного раза в смену для ГРП, внутренних газопроводов котельной и котлов, одного раза в месяц для надземных газопроводов (п.27 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»).

Периодичность приборного обследования технического состояния наружных газопроводов не реже одного раза в пять лет.

Принятые решения позволяют эксплуатировать газопровод в течении нормативного (расчетного) срока эксплуатации, который установлен проектной документацией и составляет 30 лет, с высокой степенью надежности.

Осмотр технического состояния должен производиться в сроки, устанавливаемые производственной инструкцией:

-проверка параметров срабатывания клапанов ПЗК, ПСК не реже одного раза в шесть месяцев (п.28 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»).

-техобслуживание не реже одного раза в шесть месяцев (п.37 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»).

-текущий ремонт не реже одного раза в 12 месяцев.

Природный газ согласно ГОСТ 5542-14 является горючим газом и способен образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

Концентрационные пределы воспламенения (по метану) в смеси с воздухом, объемные проценты: нижний – 5, верхний – 15.

Согласно п.5.3.9.6 СТО 70238424.27.100.032-2009 «Газовое хозяйство: прием, подготовка и подача газа на ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» контроль загазованности котельного отделения по метану и оксиду углерода производится переносным прибором из верхней зоны помещения не реже одного раза в сутки (при обходе). При обнаружении концентрации свыше 0,1% (по объему) необходимо

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инд. № подл.

организовать дополнительную вентиляцию помещения, выявить причину и незамедлительно устранить утечку газа.

Эксплуатационная организация должна обеспечивать постоянный технический контроль, обслуживание, текущий и капитальный ремонт приборов и средств автоматизации, блокировок и сигнализации, установленных на газопроводах и установках, а также взрывозащищенного электрооборудования, обеспечивающего режим безопасной коммутации электроцепей во взрывоопасных зонах и помещениях.

Необходимо осуществлять метрологическую поверку средств измерения:

- тягонапоромеры, манометры – не реже одного раза в 12 месяцев;
- переносных и стационарных газоанализаторных сигнализаторов – один раз в 6 месяцев, если другие сроки не установлены заводом-производителем.

Не допускаются к применению средства измерения, у которых отсутствует пломба, клеймо, просрочен срок поверки. На циферблате показывающих манометров должны быть обозначены шкалы, соответствующие рабочему давлению.

Проверка срабатывания устройств технологических защит и действия сигнализации по максимальному и минимальному давлению газа в газопроводах проводится в сроки, указанные в инструкциях изготовителей, но не реже одного раза в 6 месяцев.

Газопроводы при заполнении газом должны быть продуты до вытеснения всего воздуха (п.54 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»).

Окончание продувки должно определяться анализом отбираемых проб, при этом содержание кислорода в газе не должно превышать 1% или сгоранием газа, которое должно происходить спокойно, без хлопков. Продувать газопроводы через трубопроводы безопасности и газогорелочные устройства не допускается. Для этого установлены продувочные газопроводы (п.64 Федеральные нормы и

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

И Inv. № подл.

правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»).

Отключающая арматура на газопроводе перед горелкой перед розжигом должна проверяться на герметичность (п.65 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»).

Непосредственно перед растопкой котла и после его останова топка, газоходы отвода продуктов сгорания котла, системы рециркуляции, а также закрытые объемы, в которых размещены коллекторы, должны быть провентилированы с включением дутьевых вентиляторов в течение не менее десяти минут при открытых шиберах (клапанах) газоздушного тракта и расходе воздуха не менее двадцати пяти процентов от номинального (п.66 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»).

Подача газа в газопроводы котла должна быть немедленно прекращена оперативным персоналом в случаях:

- несрабатывания технологических защит;
- взрыва в топке, газоходах, разогрева несущих балок каркаса или колонн котла, обрушения обмуровки;
- исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех КИП;
- разрушения газопровода котла.

Вывод из работы технологических защит, обеспечивающих взрывобезопасность, на работающем оборудовании запрещается.

К технологическим защитам, обеспечивающим взрывобезопасность, относятся защиты от:

- изменения давления газа до значений, выходящих за пределы, установленные проектной документацией;
- невоспламенения факела первой растапливаемой горелки;
- погасания факелов всех горелок в топке (общего факела в топке);

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инд. № подл.

Не допускать эксплуатацию сетей газопотребления, а также выполнение всякого рода ремонтных газоопасных работ, если дальнейшее производство работ сопряжено с опасностью для жизни работающих.

Рабочие, связанные с обслуживанием и ремонтом газового хозяйства и выполнением газоопасных работ, должны быть обучены безопасным методам работы в газовом хозяйстве.

Согласно п.1.5 ПОТ РМ-026-2003 «Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации газового хозяйства организаций», рабочий персонал должен обеспечиваться спецодеждой, спецобувью, индивидуальными средствами защиты.

Решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ

Опасными событиями, которые могут оказать влияние на безопасность объекта, а также третьих лиц, могут быть пожары и (или) взрывы, связанные с разгерметизацией технологического оборудования, а также аварии, вызванные коротким замыканием в электропроводке, нарушением противопожарных норм и правил техники безопасности.

Причинами возникновения аварий на технологическом оборудовании проектируемого объекта могут быть:

Причины, связанные с отказами оборудования.

К основным причинам, связанным с отказами оборудования, относятся:

- прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии, пара, газа и т.п.); – коррозия оборудования и трубопроводов;
- физический износ, механическое повреждение или температурная деформация.

– причины, связанные с тепловыми процессами.

Выполнены расчеты:

На пропускную способность, целью которого является эффективное использование энергии природного газа при его транспортировании за счет

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

оптимального соотношения перепада давления на участке газопровода.

При определении диаметра газопровода, с учетом степени шума, создаваемого движением газа, рекомендуемая скорость согласно СП 42-101-2003 п.3.38 принимается 15 м/с.

Согласно расчета внутренний диаметр газопровода идущего на котел должен быть ДН400 мм. Расчеты см. Приложения. Расчет пропускной способности газопровода л.1-2

Толщина стенок труб и соединительных деталей газопроводов определена с учетом величины давления природного газа, коэффициентов надежности, принятых исходя из условий прокладки газопровода, обеспечения безопасности, учетом материала труб.

Трубы для приборов КИП Ду15 мм (22x3.5), Ду10 мм (14x2,0) выполнены из труб стальных бесшовных холоднодеформированных по ГОСТ 8734-75* материал сталь 20 ГОСТ 1050-88*.

Мазутопроводы в водогрейной котельной выполнены в соответствии с требованиями РД 34.03.351-93 «Правила взрывобезопасности при использовании мазута в котельных установках», мазутопроводы выполнены из бесшовных стальных труб с минимальным количеством фланцевых соединений, на паромазутопроводах применена только стальная трубопроводная арматура, фланцевые соединения паромазутопроводов приняты фасонного типа (шип-паз, выступ-впадина).

Для исключения разгерметизации оборудования и предупреждения аварийных выбросов опасных веществ на проектируемом объекте предусмотрены следующие технические решения:

– применены трубопроводы, детали трубопроводов, оборудование, рассчитанные на обеспечение прочности и надежной эксплуатации в рабочем диапазоне температур и давлений. Примененная арматура предназначена для природного газа с герметичностью класса А по ГОСТ Р54808-2011:

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

– устанавливаемое в котельном зале оборудование оснащено технологическими защитами, прерывающими их работу в случаях отклонения параметров процесса от безопасного режима, а также в случае выхода оборудования из строя;

– вновь устанавливаемый водогрейный котёл оснащен системой управления (САУ), в которой реализуются: комплекс технологических защит, блокировок, сигнализации и дистанционного управления в соответствии с НТД, включая датчики и исполнительные устройства в пределах котла;

– вращающиеся части оборудования оснащены защитными кожухами, исключающими травмирование обслуживающего персонала;

– соединения элементов трубопроводов выполняются на сварке, фланцевые соединения применяются для присоединения трубопроводов низкого давления к арматуре и к оборудованию;

– предусматривается контроль качества сварных соединений согласно РД 153-34.1-003-01 (РТМ-1с); РД 153-34.1-003-01 (РТМ-1с);

Работа котла без постоянного присутствия рабочего персонала. Управление будет производиться с автоматизированного рабочего места (АРМ)

В качестве решений по предупреждению развития аварий и локализации выбросов опасных веществ на опасных участках проектируемого объекта можно выделить следующее:

1. По условиям безопасного отсечения потоков:
 - разделение технологической схемы на отдельные блоки с установкой отсекающей запорной арматуры между ними;
2. По условиям аварийного освобождения технологического оборудования:
 - наличие средств предупредительной сигнализации при достижении опасных значений параметров;
 - наличие предохранительных клапанов;
3. По условиям ограничения, локализации и дальнейшей утилизации опасных веществ:

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

- наличие плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций в системе газопотребления;
- наличие ремонтной службы;
- периодическое проведение противоаварийных тренировок персонала;
- регулярное наблюдение обслуживающим персоналом объекта за состоянием арматуры, фланцевых соединений, изоляции, технологического оборудования котельной.

В качестве решений по предупреждению развития аварий и локализации выбросов опасного вещества на газопроводе можно выделить следующие:

1. По условиям безопасного отсечения потоков:

- регулирование давления в трубопроводе;
- наличие необходимой запорной арматуры.

На газопроводе котла на отм. +15,400 установлена запорная арматура (затвор) DN400, Ру1,6 МПа ручная и арматура (затвор) DN 400 мм с электроприводом.

Установка данной запорной арматуры обеспечивает возможность отключения отдельных участков газопроводов, отключения газоиспользующего оборудования для обеспечения возможности локализации и ликвидации аварий, проведения ремонтных и восстановительных работ с минимальными периодами перебоя в газоснабжении, а также для ликвидации и консервации сетей.

2. По условиям аварийного опорожнения участков газопроводов

- установка продувочных свечей между запорной арматурой.

На внутренних газопроводах предусмотрены отборные устройства для продувочных газопроводов:

Продувочные газопроводов предусмотрены:

- перед запорной арматурой затвором DN400 мм с установкой в качестве запорного устройства шарового крана DN50 мм с ручным приводом;
- перед поворотной заглушкой DN 400 мм с установкой в качестве запорного устройства шарового крана DN 50 мм с ручным приводом;

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	Лист

-из тупиков газопроводов DN400 мм с установкой отборного устройства DN 50 мм;

- перед блоками газооборудования с установкой отборного устройства DN 20 мм;

-газопроводы безопасности предусмотрены от каждого блока газооборудования. Отборные устройства DN 20 мм, с установленной на них запорной арматурой с электромагнитным приводом типа «НО», входят в состав блоков газооборудования.

Прокладка продувочных газопроводов и газопроводов безопасности выполняются по месту с обеспечением удобства обслуживания.

Продувочные газопроводы и газопроводы безопасности имеют минимальное количество поворотов и выводятся за пределы здания в места обеспечивающие безопасные условия рассеивания газа, но не менее чем на 1м. выше парапета. Данные газопроводы находятся в зоне действия существующей молниезащиты здания котельного отделения котлотурбинного цеха.

Диаметр основных продувочных газопроводов рассчитан из условия 15-кратного обмена продуваемого газопровода в течение 1ч.

3.По условиям ограничения, локализации и дальнейшей утилизации опасных веществ:

- разработка и корректировка плана ликвидации аварий;
- периодическое проведение противоаварийных тренировок персонала;
- оповещение через средства массовой информации населения и организаций о местах прохождения газопровода и требованиях по их сохранности;
- регулярное наблюдение обслуживающим персоналом за состоянием линейной части газопровода;
- создание и содержание в сохранности запаса материальных средств для ликвидации возможных аварий;

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инд. № подл.

- наличие ремонтной службы.

В целях обеспечения надежной и безопасной эксплуатации проектируемого объекта и своевременного принятия решения о времени и виде ремонта, а также для получения достоверной информации о техническом состоянии оборудования соответствующими службами необходимо проводить периодические осмотры.

Техническое обслуживание проектируемого объекта основано на принципе планово-предупредительного технического обслуживания, согласно которому профилактические проверки, техническое обслуживание, а также своевременный ремонт являются более эффективными и экономичными, чем замена оборудования или его деталей в случае его выхода из строя.

Все работники организаций, в том числе их руководители обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний. Проверка знаний у рабочих проводится ежегодно, у руководителей и специалистов – не реже одного раза в 5 лет.

Организация и порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска работников к самостоятельной работе соответствует требованиям Трудового кодекса Российской Федерации и Положения о порядке подготовки аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Ростехнадзору (РД 03-19-2007 с изм. от 30 июня 2015г.)

Подготовка и аттестация по вопросам промышленной безопасности рабочих основных профессий осуществляется в порядке, установленном Ростехнадзором.

К работам на опасных производственных объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ. Срок стажировки устанавливается работодателем, но не может быть менее двух недель.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инд. № подл.

12. Перечень мероприятий по созданию аварийной спасательной службы и мероприятий по охране систем газоснабжения

12.1. Сведения о наличии и размещении резервов материальных средств для ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте

В соответствии с федеральным законом «О защите населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера», и «Порядком создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», утвержденным постановлением Правительства (от 10.11.96 г. за № 1340), создан объектовый резерв материально-технических ресурсов для ликвидации ЧС природного и техногенного характера.

Указанные средства хранятся на складах предприятия и без специального разрешения не используются.

Для проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ по ликвидации последствий возможных аварий и чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на составляющих проектируемого объекта согласно закону РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.97 г. привлекаются нештатные аварийно-спасательные формирования.

Согласно Федеральному закону от 12.02.98 г. № 28-ФЗ «О гражданской обороне» организации, имеющие потенциально опасные производственные объекты и эксплуатирующие их, а также имеющие важное оборонное и экономическое значение или представляющие высокую степень опасности возникновения чрезвычайных ситуаций в военное и мирное время, создают нештатные аварийно-спасательные формирования (НАСФ) и поддерживают их в состоянии постоянной готовности.

Готовность НАСФ в рабочее время – постоянная, вне рабочего времени – 1,5 ÷ 2 часа. Оснащенность нештатных аварийно-спасательных формирований

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инд. № подл.

определяется исходя из норм оснащения, приведенных в приказе МЧС РФ от 23.12.2005 г. № 999 «Об утверждении Порядка создания нештатных аварийно-спасательных формирований», а также в соответствии с «Типовым табелем оснащения аварийно-спасательного формирования средствами индивидуальной защиты, специальным и вспомогательным оборудованием для ведения газоспасательных работ» (приложение Е «Методических рекомендаций по проведению проверки и определению возможностей профессиональных аварийно-спасательных формирований при аттестации на право ведения газоспасательных работ»).

В случае недостаточности сил для ликвидации ЧС на объекте вводится в действие План совместных действий сил и средств МЧС республики по ликвидации чрезвычайной ситуации природного и техногенного характера, в соответствии с которым предусматривается привлечение территориальных аварийно-спасательных формирований ТСЧС.

12.2 Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ

С целью снижения опасности и вредности проектируемых объектов проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- 1) применение герметичного оборудования и арматуры с минимальным количеством разъемных соединений;
- 2) материалы трубопроводов подобраны и рассчитаны на обеспечение прочности и надежности эксплуатации в рабочем диапазоне давлений и температур;
- 3) использование материалов и оборудования, прошедших сертификацию;
- 4) предварительное испытание перед монтажом технологических трубопроводов и оборудования повышенным давлением;
- 5) определение расчетной толщины стенок технологического оборудования с учетом установленного срока эксплуатации и прибавки для компенсации коррозии;

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						Лист
						1/2020-2 -ИОС 6	56	
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата			

- б) наружная поверхность газопроводов имеет антикоррозионное покрытие;
- 7) использование необходимой запорной и предохранительной арматуры на технологических трубопроводах с взрывопожароопасными продуктами;
- 8) оснащение системой предохранительных клапанов трубопроводов, имеющих источник повышенного давления выше расчетного;
- 9) расположение зданий и сооружений, компоновка оборудования, приняты с учетом возможности проветривания, обеспечения свободного подъезда и доступа для обслуживания и ремонта;
- 10) периодическая поверка приборов контроля;
- 11) выполнение программы по замене физически изношенного и морально устаревшего оборудования.

Для обеспечения безаварийной работы предусмотрены следующие мероприятия по предотвращению нарушений технологического процесса:

- обслуживание технологического оборудования персоналом, обученным и допущенным к самостоятельной работе;
- периодическая проверка знаний обслуживающего персонала;
- проведение процессов в заданных режимах;
- выполнение и контроль над выполнением графика технического обслуживания и ремонта (ТОР);
- своевременное устранение выявленных дефектов;
- строгое соблюдение требований правил безопасности и инструкций по эксплуатации, обслуживанию и ремонту технологического оборудования;
- регулярное осуществление профилактических мероприятий по обеспечению работы оборудования в осенне-зимний период;
- постоянное наблюдение за состоянием фланцевых соединений технологического оборудования, запорной арматуры, уплотнительных устройств, КИП и А;
- обеспечение обслуживающего персонала спецодеждой, спецобувью и индивидуальными средствами защиты, согласно действующим нормам.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инд. № подл.

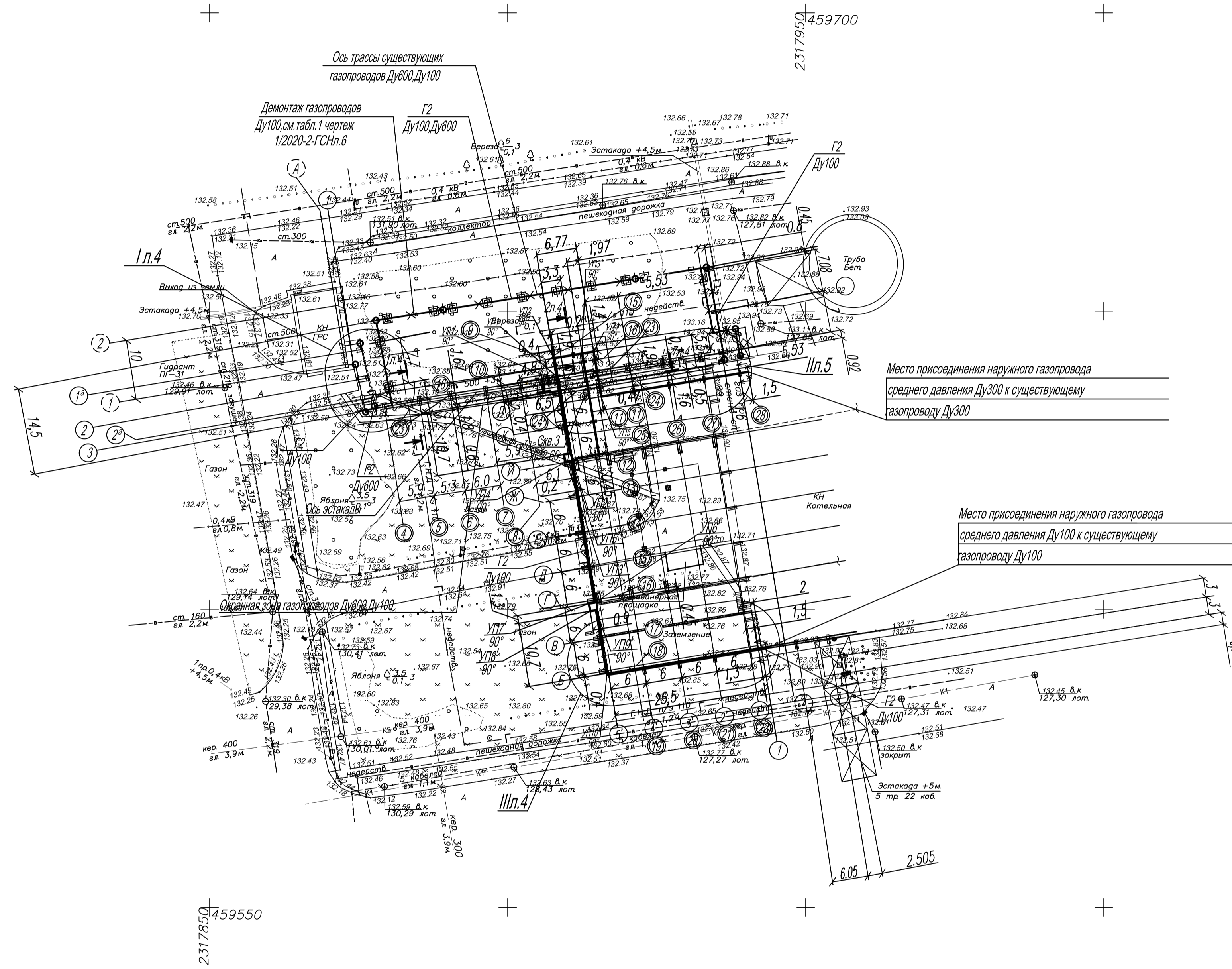
13.Приложения.

Обозначение	Наименование	Примечание
1/2020-2-ИОС6 л.1	План газоснабжения котельной и бумажной фабрики с указанием расположения производственных объектов и указанием объемов использования газа.	
1/2020-2-ИОС6 л.2	Наружный газопровод среднего давления от места присоединения к газопроводам Ду600, Ду100 в районе ГШРП до места присоединения в районе котельной. Профиль трассы.	Зам. с изм.1
1/2020-2-ИОС6 л.3	Узел I,III.Сечения	
1/2020-2-ИОС6 л.4	Узел II. Разрез 6-6.	Зам. с изм. 1
1/2020-2-ИОС6 л.5	Разрезы 3-3,4-4,5-5.	
1/2020-2-ИОС6 л.6	Газопроводы котельной. Монтажно-сборочный чертеж.План. разрезы. Спецификация.	Зам. с изм.1
1/2020-2-ИОС6 л.7	Технологическая схема газопроводов котла.	
1/2020-2-ИОС6 л.8	АксонOMETрическая схема газопроводов.	
1/2020-2-ИОС6 л.9	Газопроводы котла. Монтажно-сборочный чертеж. Разрез 4-4.	
1/2020-2-ИОС6 л.10	Газопроводы котла.Монтажно-сборочный чертеж. Разрез 1-1.	
1/2020-2-ИОС6 л.11	Газопроводы котла. Монтажно-сборочный чертеж. Разрез 2-2.Спецификация.	
1/2020-2-ИОС6 л.12	Газопроводы котла. Монтажно-сборочный чертеж. Разрез 3-3.Разрез 5-5	Зам. с изм.1
1/2020-2-ИОС6 л.13	Газопроводы котла. Продувочные газопроводы котла по фасаду котельного отделения.	
	Гидравлический расчет газопровода	на 20 листах
	Расчет газопровода на прочность и устойчивость	на 9 листах
	Расчет пропускной способности газопровода.	на 6 листах

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

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	1/2020-2 -ИОС 6	Лист 56
------	------	------	------	---------	------	-----------------	------------

План трассы (1:500)



Газопровод на котельную (Ду600).
 Расходы природного газа на котельную составляют:
 - максимальный 23040 $\text{м}^3/\text{ч}$
 - рабочий 16069 $\text{м}^3/\text{ч}$
 - минимальный 4000 $\text{м}^3/\text{ч}$
 Давление газа на выходе из ГРП для подачи в котельную составляет 0,06 МПа

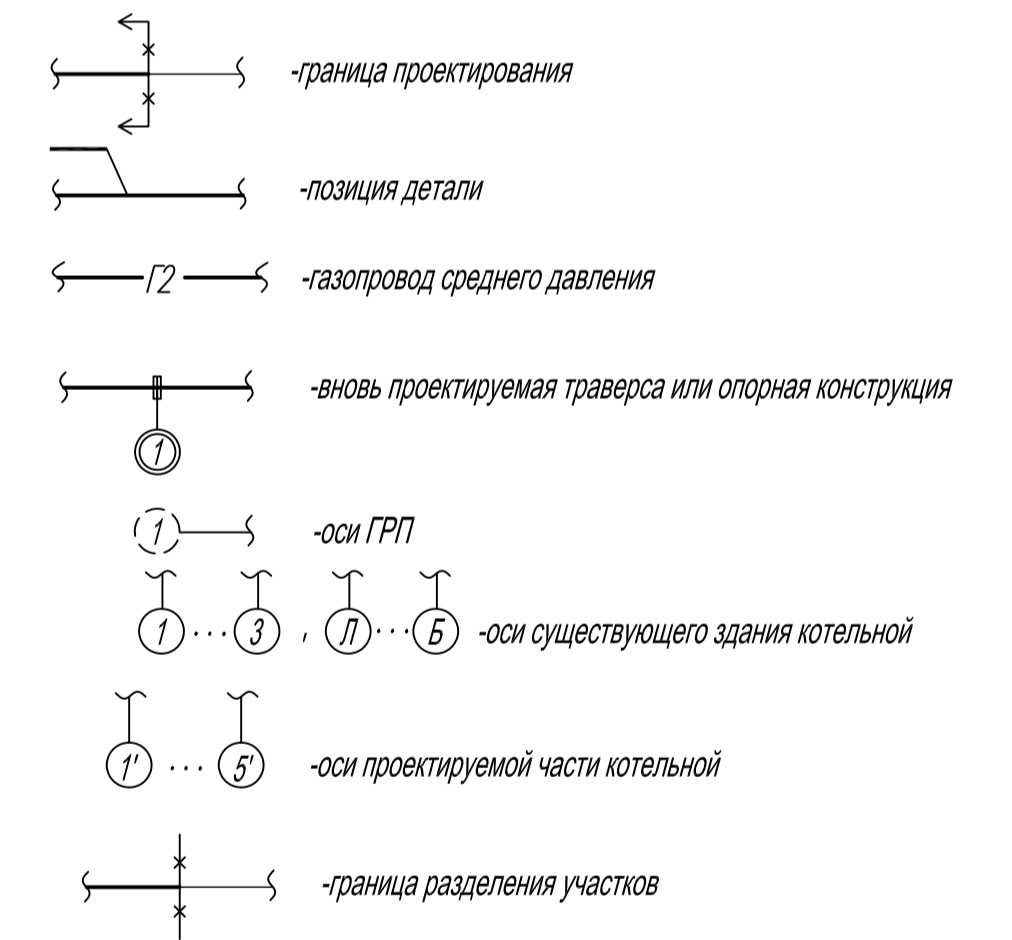
Газопровод на бумажную фабрику (Ду100).
 Расходы природного газа на бумажную фабрику составляют:
 - максимальный 1000 $\text{м}^3/\text{ч}$
 - рабочий 600 $\text{м}^3/\text{ч}$
 - минимальный 300 $\text{м}^3/\text{ч}$
 Давление газа на выходе из ГРП для подачи на бумажную фабрику составляет 0,04 МПа


2. Вдоль трассы газопровода устанавливается охранная зона в виде участка земной поверхности, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2м от оси газопровода. Охранная зона ГРП устанавливается в виде территории, ограниченной замкнутой линией, проведенной на расстоянии 10 метров от границы ГРП.

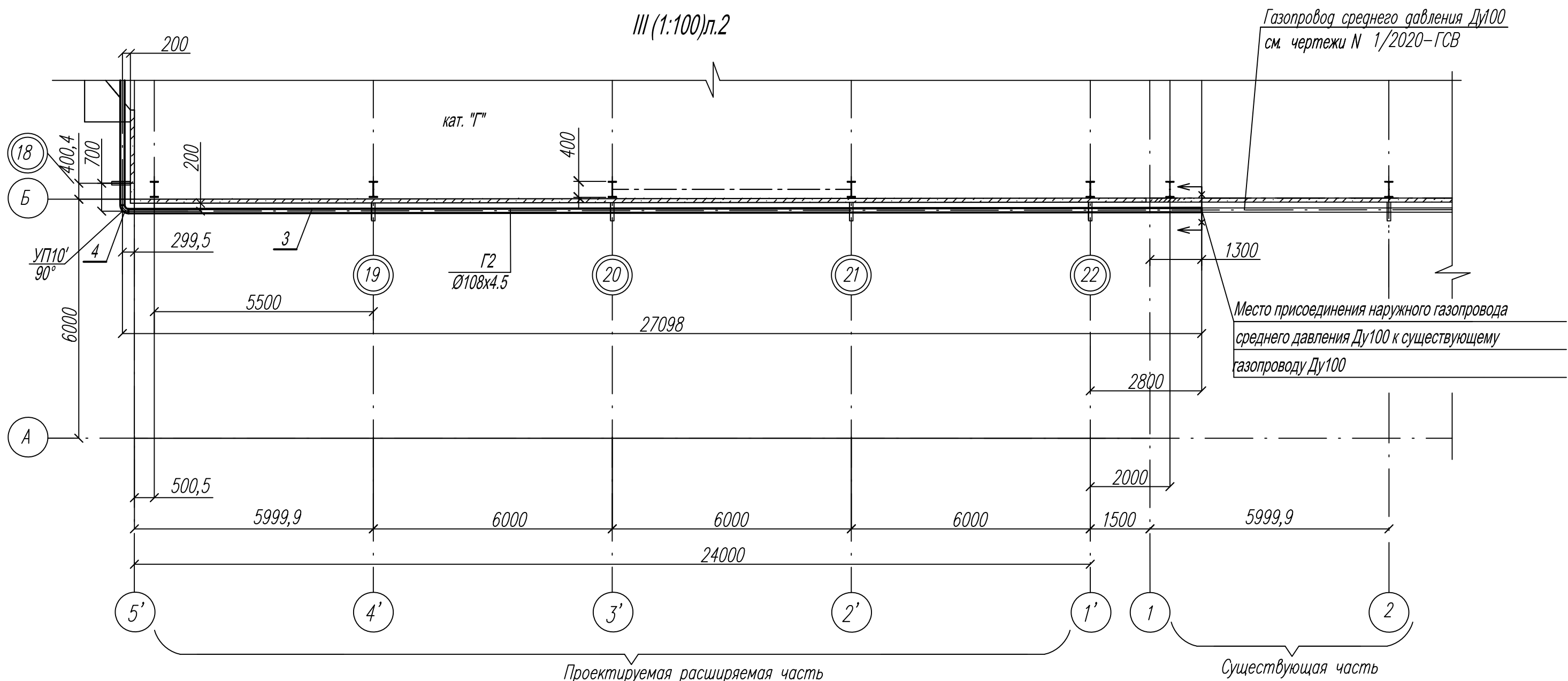
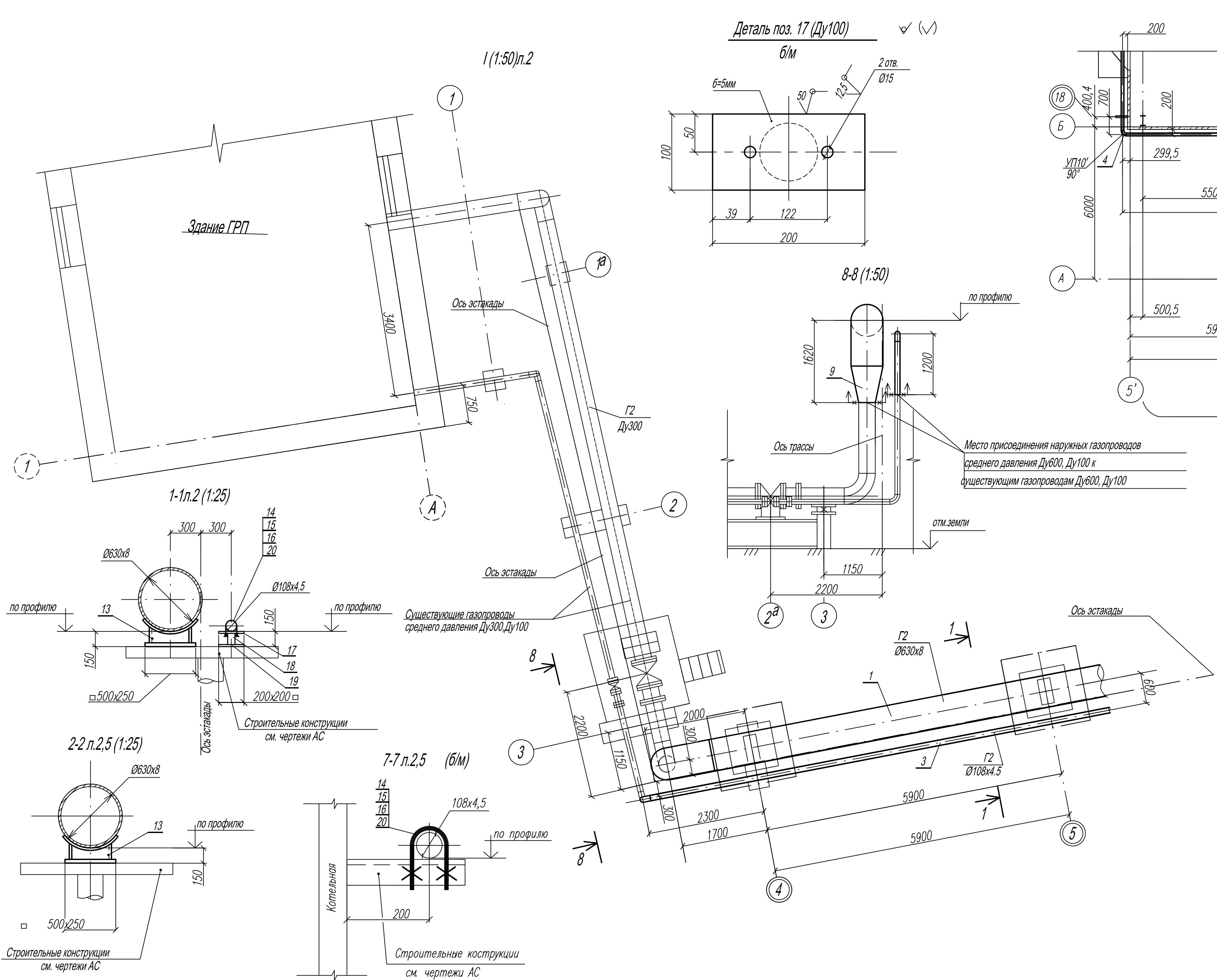
3. Сечения по трассе газопровода 1-1, 2-2, 7-7 см. чертёж N 1/2020-2-ГСН л.4.

4. Давление природного газа на входе в ГРП:
 на котельных:
 - максимальное (допустимое) 1,2 МПа
 - минимальное 0,4 МПа

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



						1/2020-2-ИОС-6			
						Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАОр "НП НЧ КБК им. С.П.Титова" с расширением здания			
Изм.	Код	Лист	Нарк	Подпись	Дата	Установка котла типа Е-160-2,4-250ГМ	Стадия	Лист	Листов
Разработ		Шмелева				Газоснабжение. Наружные газопроводы	П	1	
Проверил		Корнилова							
ГИП		Локтев							
						План газоснабжения котельной и бумажной фабрики с указанием расположения производственных объектов и указанием объемов использования газа			
Н.контр.		Корнилова				 АО «ГТЗ»			



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

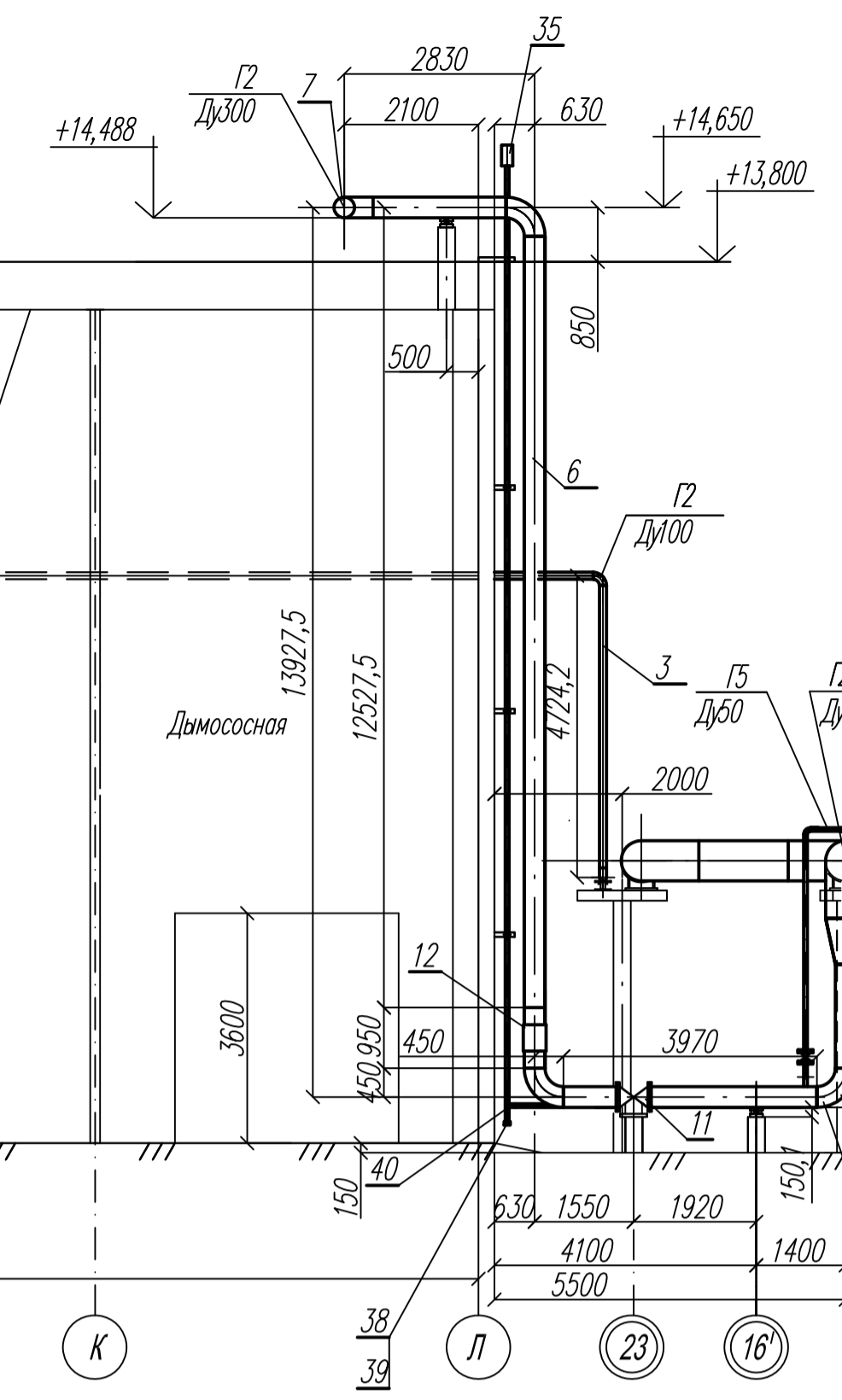
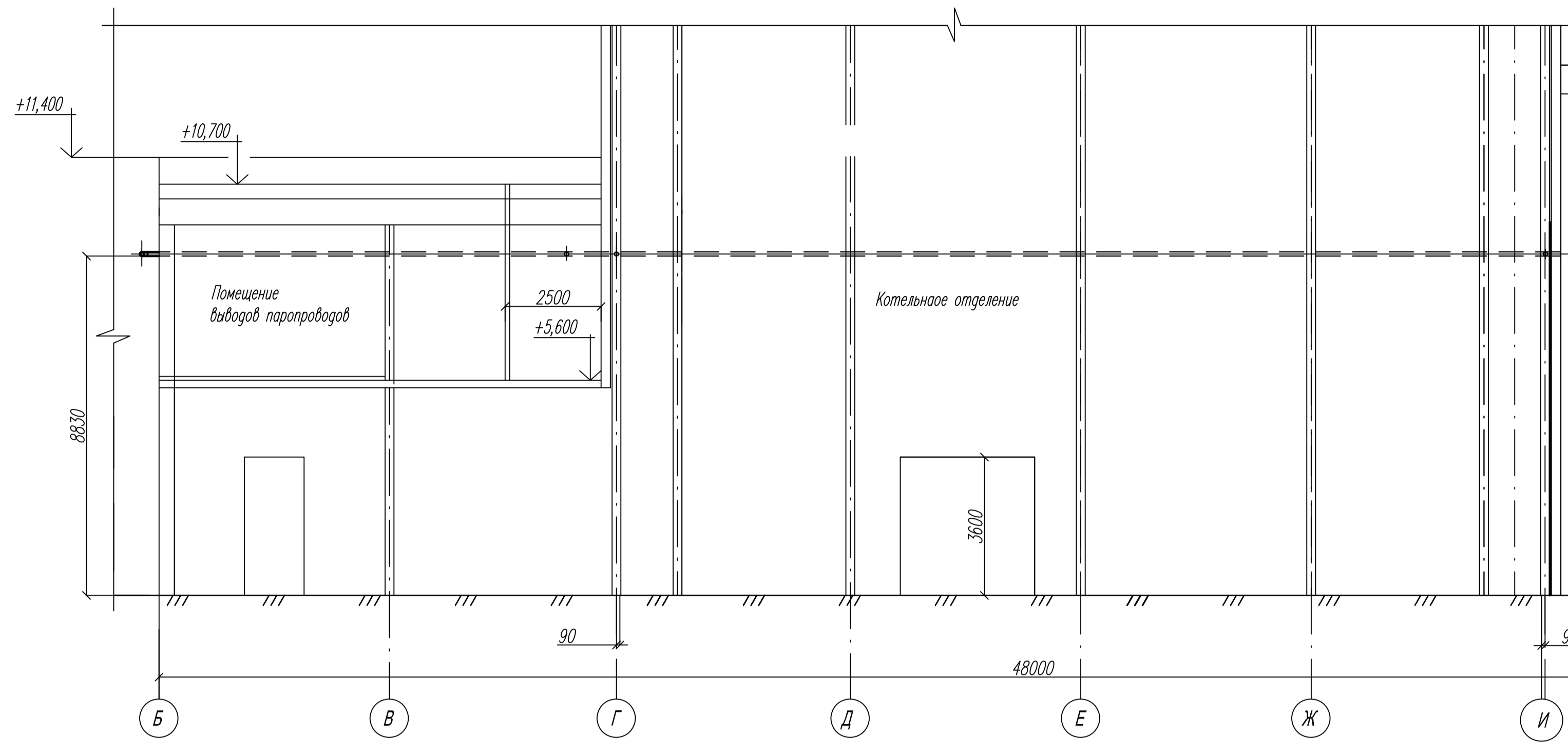
- граница проектирования
- позиция детали
- газопровод среднего давления
- вновь проектируемая трассера или опорная конструкция
- оси ГРП
- оси существующего здания котельной
- оси проектируемой части котельной
- граница разделения участков

1. План трассы см. чертёж N 1/2020-2-ГСН л.2.
2. Строительные конструкции показаны условно, см.чертежи АС.
3. За относительную отметку 0.000 принят уровень чистого пола здания котельной 132.8.
4. Сварные швы по ГОСТ 5264-80*. Сварные стыковые соединения по ГОСТ 16037-80*.
5. Спецификацию см. чертёж N 1/2020-2-ГСН л.5,6
6. Трубопроводы газа Ду50 прокладывать и крепить по месту. Арматуру установить в местах удобных для обслуживания.
7. Продувочные газопроводы входят в зону защиты, создаваемую существующим молниезащитом (существующая дымовая труба).

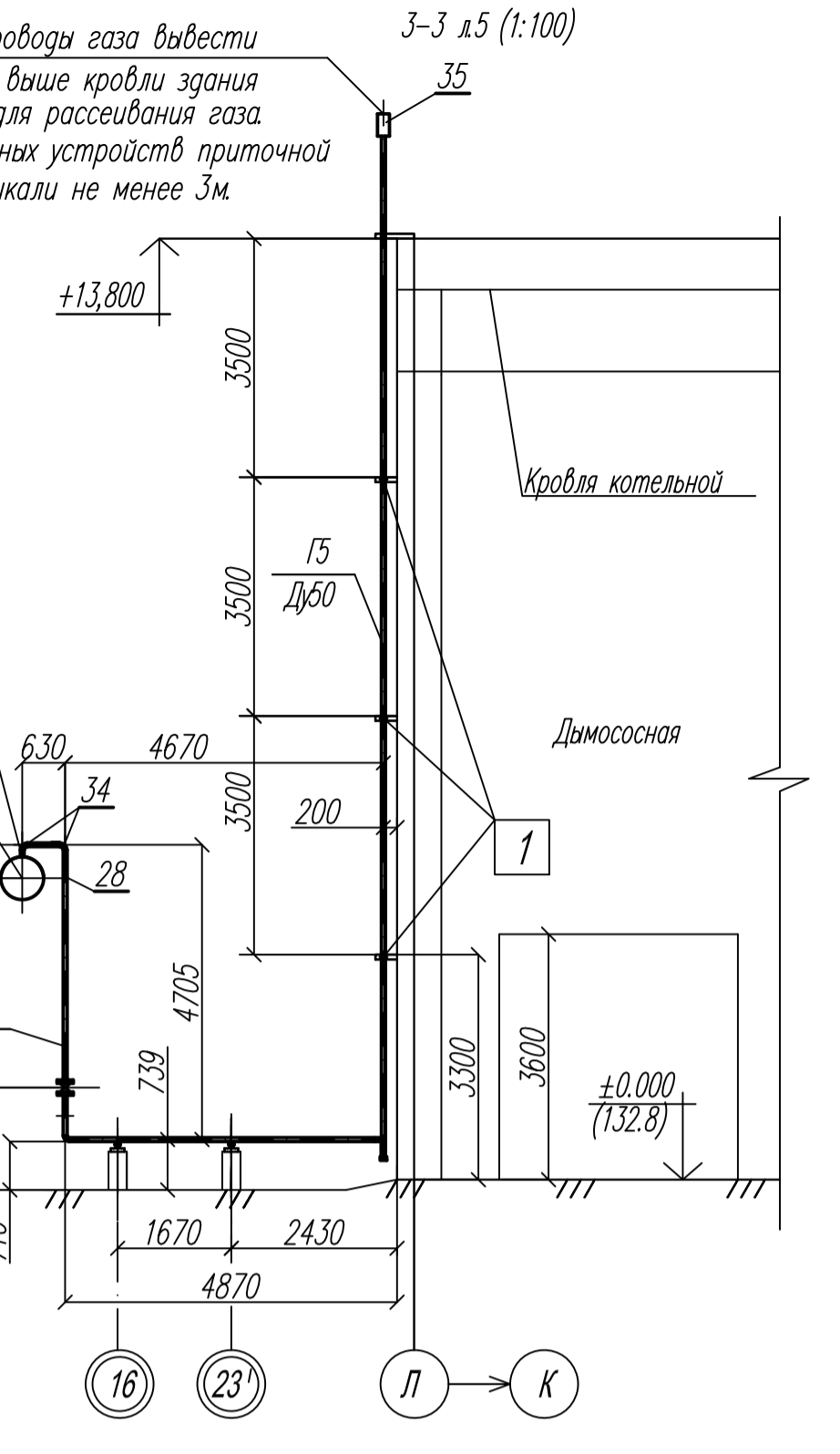
				1/2020-2-ИОС 6		
Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАОр "НП НЧ КБК им. С.П.Титова" с расширением здания						
Изм.	Код уч.	Лист	Наок.	Подпись	Дата	Стация
Разраб.	Шмелева					Лист
Проверил	Корнилова					Листов
ГИП	Локтев					П 3
				Узлы I, III. Сечения		
				ЦТЗ АО «ЦТЗ»		
				Формат А3х3		

Имя, N подл. Подпись и дата Взам. инв. N

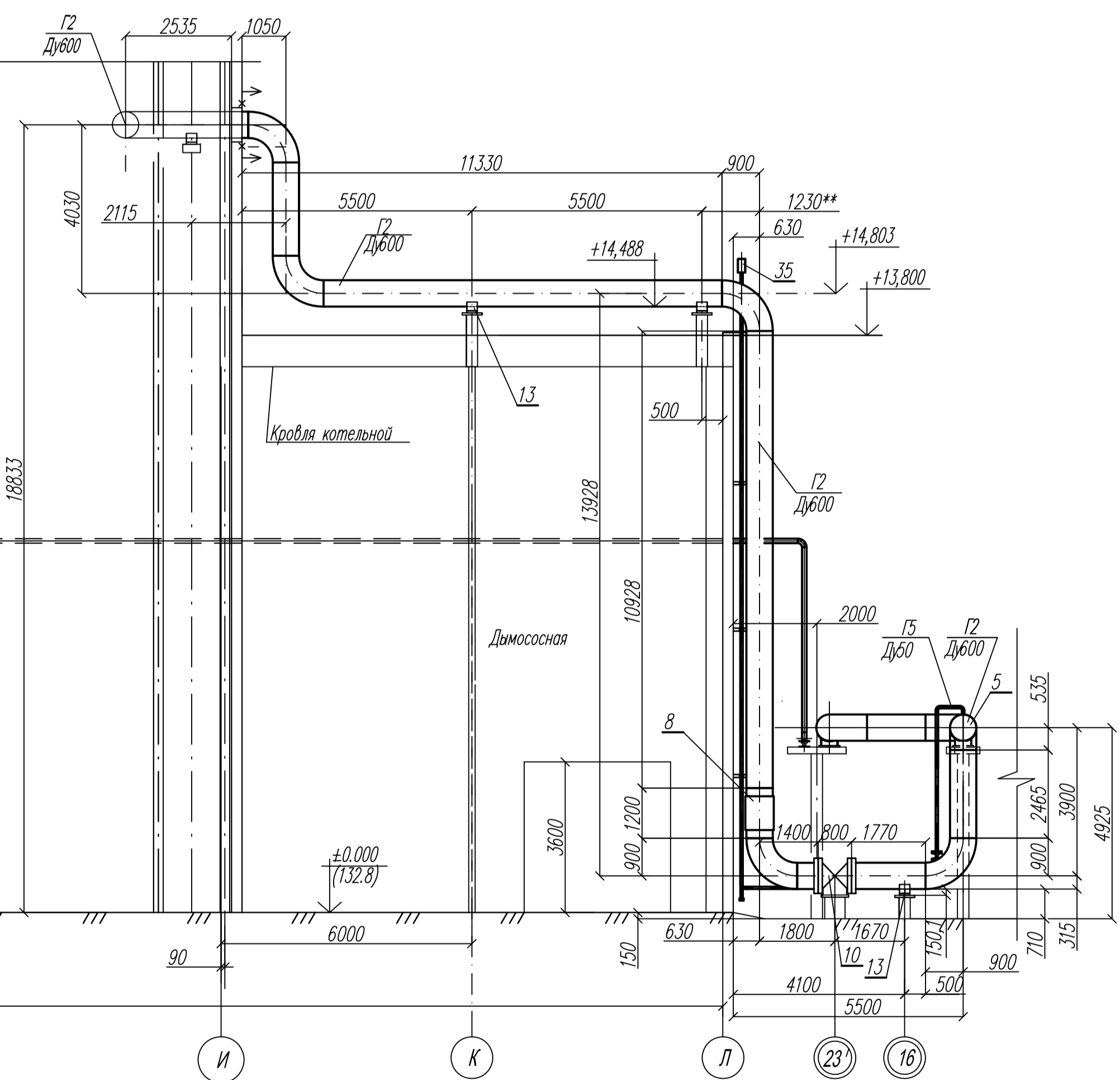
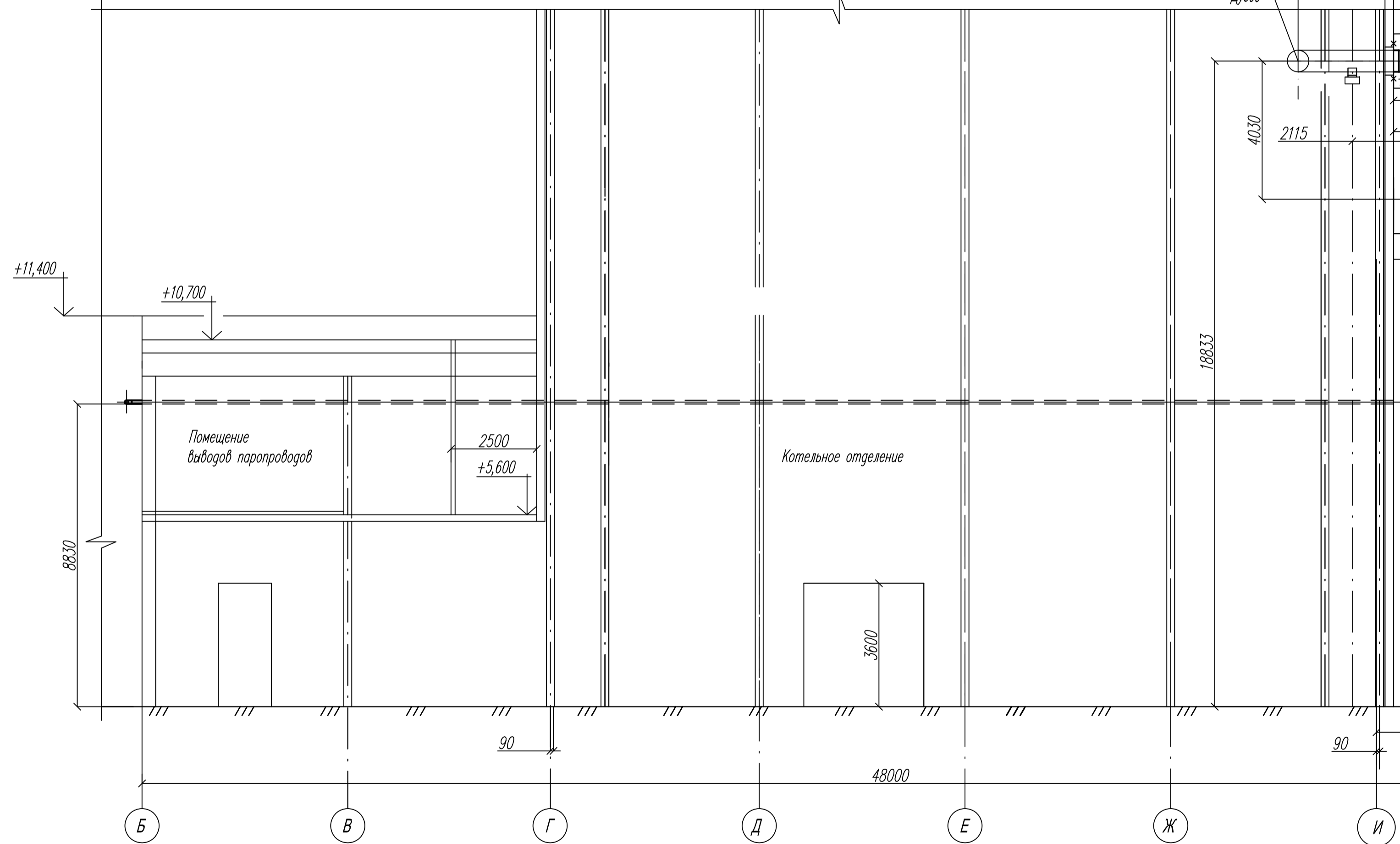
5-5 л.5 (1:100)



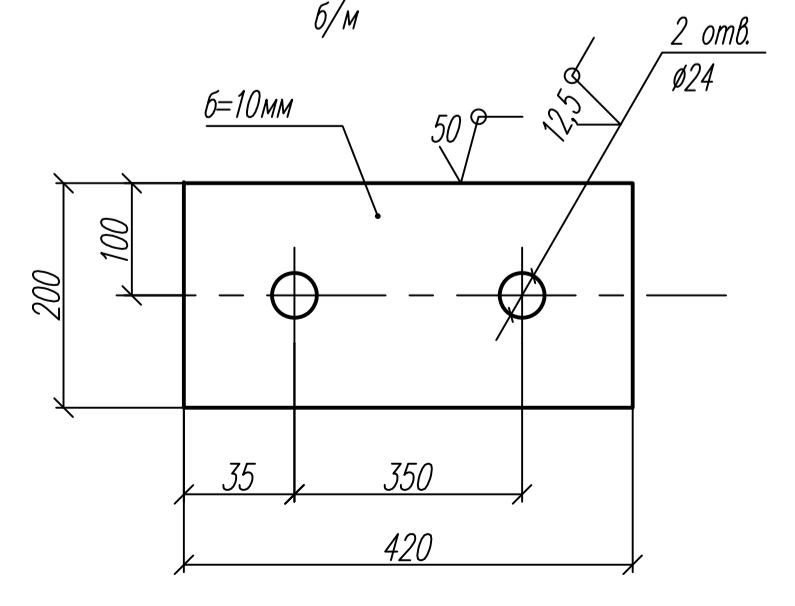
Продувочные трубопроводы газа вывести не менее чем на 1м выше кровли здания в место безопасное для рассеивания газа. Расстояние от заборных устройств приточной вентиляции по вертикали не менее 3м.



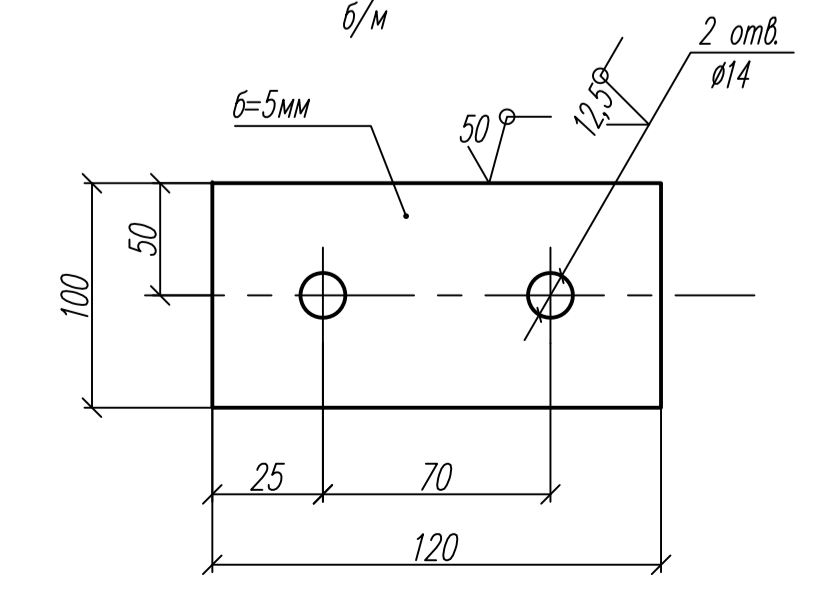
4-4 л.5 (1:100)



Деталь поз 24 (Ду300) ✓ (✓)



Деталь поз 42 (Ду50) ✓ (✓)



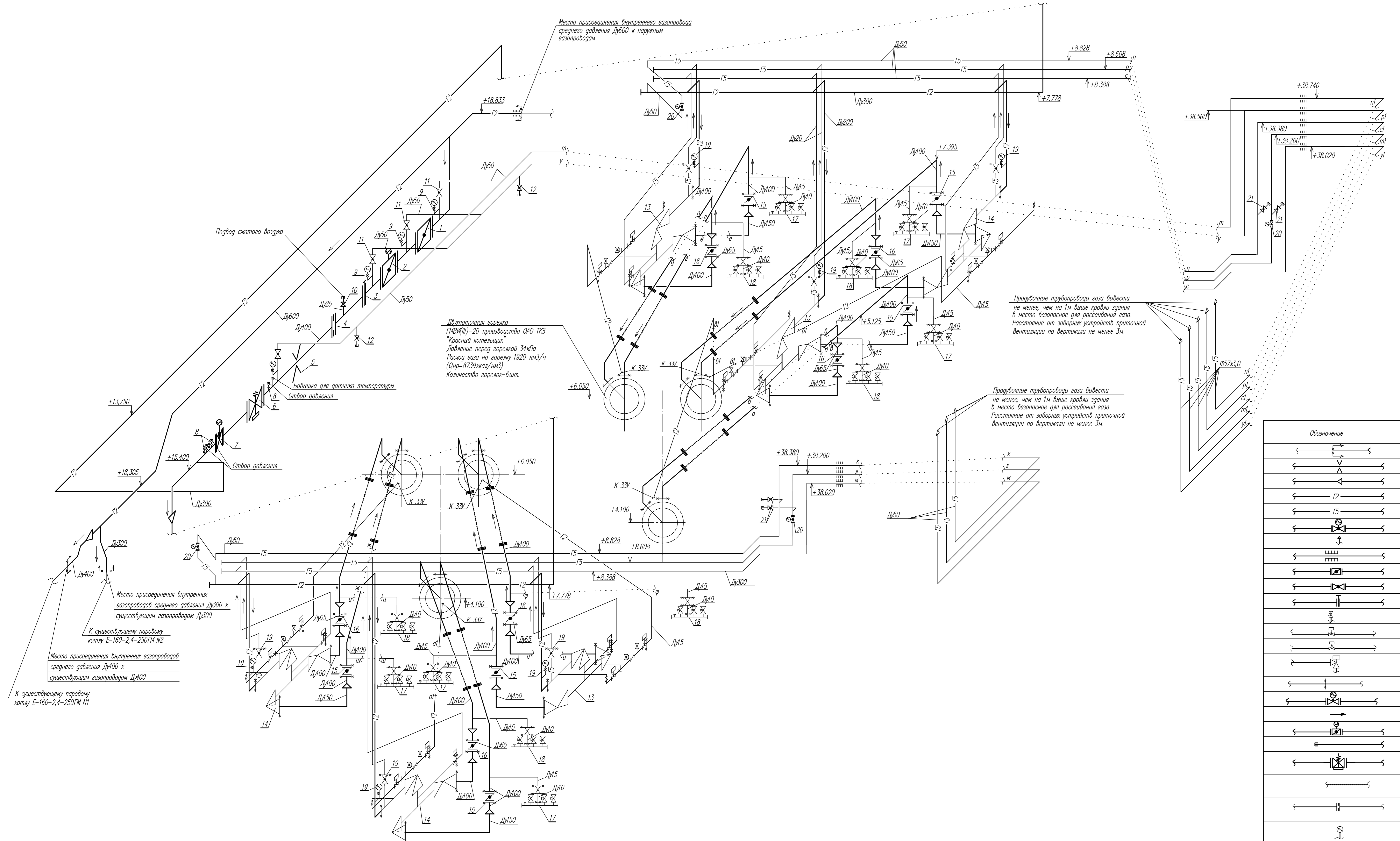
1. План трассы см чертеж N 1/2020-2-ГСН л.2.
2. Строительные конструкции показаны условно, см чертежи АС
3. За относительную отметку 0.000 принят уровень чистого пола первого этажа здания котельной 132.8.
4. Сварные швы по ГОСТ 5264-80*. Сварные стыковые соединения по ГОСТ 16037-80*.
5. Спецификацию см чертеж N 1/2020-2-ГСН л.5,6

6. Трубопроводы газа Ду50 прокладывать и крепить по месту. Арматуру установить в местах удобных для обслуживания.
7. Продувочные газопроводы входят в зону защиты, создаваемую существующим молниеотводом (существующая дымовая труба).

Таблица 1
Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Примечание
Демонтаж					
	ГОСТ 20295-85*	Труба 630x8, 1711С ГОСТ 19281-89*	м	100,0	124,56
	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-630x9, 1711С ГОСТ 19281-89*	шт.	12	198,0
	ГОСТ 10705-80*гр.В	Труба 108x4,5, 0912С ГОСТ 192821-2014	м	100,0	11,49
	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-108x5, 0912С ГОСТ 192821-2014	шт.	17	3,1
	ТУ 14-3-1128-2000	Труба 325x8, 0912С ГОСТ 19281-2014	м	22,0	62,542
	ТУ 14-3-1128-2000	Труба 426x9, 0912С ГОСТ 19281-2014	м	16,5	92,555
	ТУ 14-3-1128-2000	Труба 57x4,0, 0912С ГОСТ 192821-2014	м	24,0	5,228
	30с41нж	Задвижка клиновья с выдвижным шпинделем Ду300 Ру,6МПа	шт.	1	451,0
	30с41нж	Задвижка клиновья с выдвижным шпинделем Ду400 Ру,6МПа	шт.	1	785,0
	КШ 50.16.3110	Кран шаровый фланцевый Ду50, Ру,6МПа	шт.	1	9,0
	КШ 15.16.3110	Кран шаровый фланцевый Ду15, Ру,6МПа	шт.	1	2,1
	89ОСТ 34-10-616-93	Опора 630У,	шт.	15	32,8
	ГОСТ 24137-80	Хомут 110, ВСт3сп ГОСТ 380-2005	шт.	15	0,326
	ГОСТ 5915-70*	Гайка М2,5, Сталь 10, ГОСТ 1050-2013	шт.	60	0,0154
	ГОСТ 481-80*	Паронит 2x550x100, Паронит ГОСТ 481-80	шт.	16	0,00263
	ГОСТ 19903-2015	Лист 100x200x5, Ст3 ГОСТ 380-2005	шт.	15	0,785
	ГОСТ 10705-80*гр.В	Труба 76x3, L=140мм, Сталь 15, ГОСТ 1050-2013	шт.	15	0,76
	ГОСТ 19903-2015	Лист 200x200x5, Ст3 ГОСТ 380-2005	шт.	15	1,57
	ГОСТ 11371-78*	Шайба 12.02, Сталь 10, ГОСТ 1050-2013	шт.	60	0,0063
	49ОСТ 34-10-616-93	Опора 325У,	шт.	1	13,5
	65ОСТ 34-10-616-93	Опора 426У,	шт.	1	26,0
	25 ОСТ 34 10.753-97	Пережог 600x300-1,6, 1711С ГОСТ 19281-2014	шт.	2	87,4

1/2020-2-ИОС 6					
Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАОР "НП НЧ КБК им. С.П.Титова" с расширением здания					
Изм.	Код	Лист	Нарк	Подпись	Дата
Разработ		Шмелева			
Проверил		Корнилова			
ГИП		Локтев			
Н.контр.		Корнилова			
Газоснабжение. Наружные газопроводы			Стация	Лист	Листов
			П	5	
Разрезы 3-3, 4-4, 5-5.					



Спецификация Таблица 1

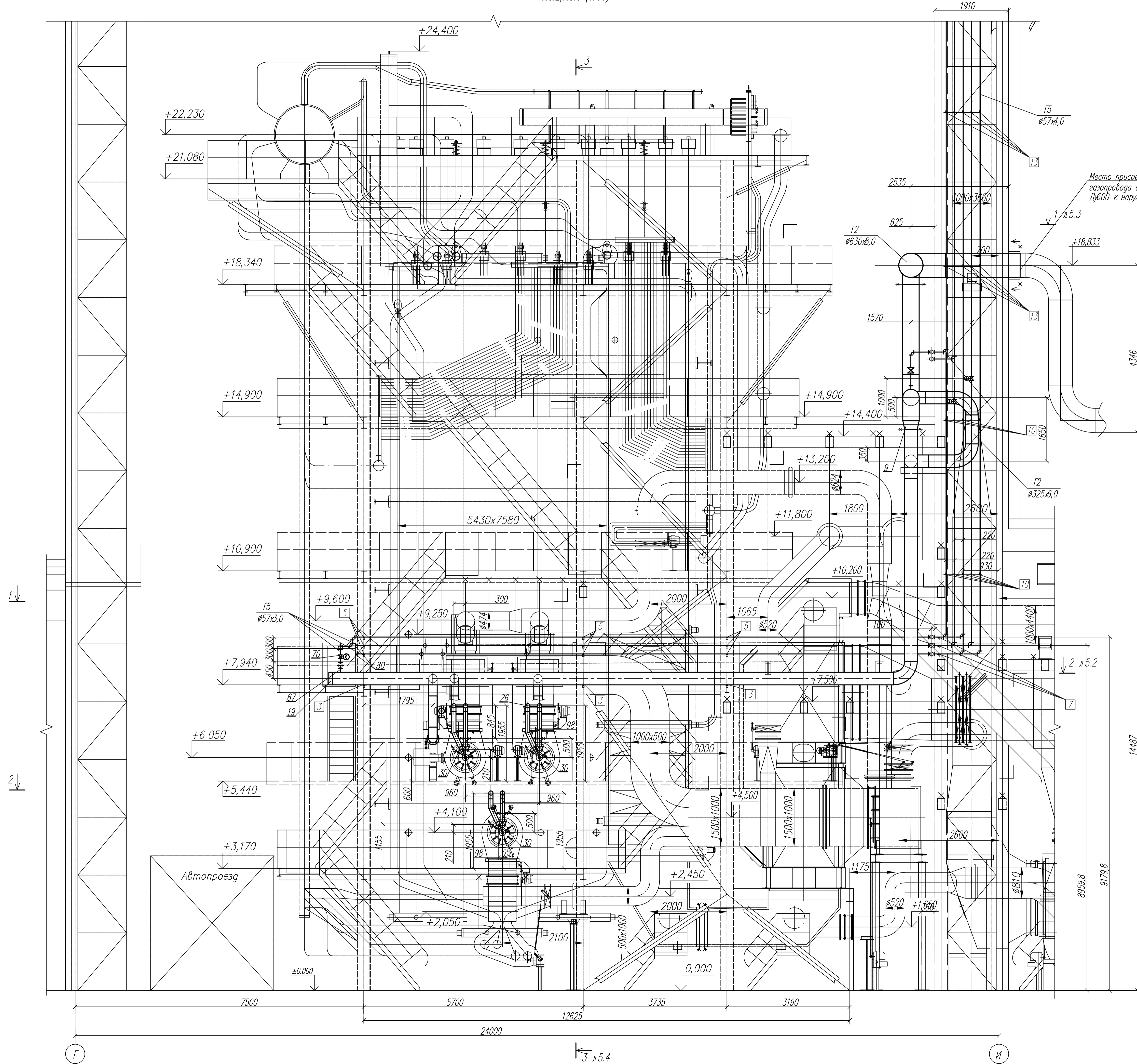
Поз	Обозначение	Наименование	Кол. шт	Масса ед кг	Примечание
I Трубопровод газа к котлу					
1	АГ2 619 1433-ЯК	Затвор дисковый Д400 Ру,6МПа с регулятором шт	1	90,6	
2	АГМ 619 1433-ЯК	Затвор дисковый Д400 Ру,6МПа с электроприводом МЭОВ 1000	1	200	
3		Установка поворотной каландри Д400 Ру,6МПа шт	1	122,7	АМАКС
4		Устройство подготовки потока "ЗАМКЕР" Д400 Ру,6МПа шт	1	135,7	АМАКС
5	АМАКС	Установка диафрагма камерной 400-1,6 шт	1	222,0	см чертёж КИП'А АМАКС
6		Клапан отсечной быстрозащиты АМАКС Д400 Ру,2МПа шт	1	402,0	
7	РК 109.4.400.00-3-254	Клапан регулирующий проточный ЭИО ИГО "Февь" Д400 Ру,6МПа шт	1	456,0	ИГО "Февь"
8	КШ 10.16.4110	Кран шаровой приварной Д10, Ру,6МПа шт	6	0,70	см чертёж КИП'А отбор давления
Трубопровод газа продувочный					
9	АМАКС-КМ 1.00	Клапан для манометра Д15, Ру,6МПа шт	4	0,35	под манометр
10	КШ 25.16.3110	Кран шаровой фланцевый Д25, Ру,6МПа шт	1	3,7	
11	КШ 50.16.3110	Кран шаровой фланцевый Д50, Ру,6МПа шт	4	9,0	
12	КШ 15.16.3110	Кран шаровой фланцевый Д15, Ру,6МПа шт	2	2,1	

Таблица 2

Обозначение	Наименование	Кол. шт	Масса ед кг	Примечание	
II Газопроводы в районе горелок котла					
13	АМАКС-БП1-200/100/150-П	Блок газоподготовки котла Д200 Ру,1,6МПа шт	3	495,0	
14	АМАКС-БП1-200/100/150-П	Блок газоподготовки котла Д200 Ру,1,6МПа шт	3	495,0	
15	АМАКС-ЗД3-100-1,6-0,1	Заслонка аросовая газовая Д100 Ру,6МПа с МЭО МЭО-40/Б3-0,25У-90 шт	6	18,0	в комплекте с АМАКС-БП1
16	АМАКС-ЗД3-65-1,6-0,1	Заслонка аросовая газовая Д65 Ру,6МПа с МЭО МЭО-40/Б3-0,25У-90 шт	6	6,7	в комплекте с АМАКС-БП1
17		Гребенка КИП'А шт	6		см чертёж КИП'А
18		Гребенка КИП'А шт	6		см чертёж КИП'А
19	АМАКС-КМ 1.00	Клапан для манометра Д15, Ру,6МПа шт	6	0,35	в комплекте с АМАКС-БП1 отбор бланк АМАКС под манометр
Трубопровод газа продувочный					
20	КШ 50.16.3111	Кран шаровой фланцевый с электроприводом ЭИП-ГО-75 шт	4	11,5	
21	КШ 15.16.3110	Кран шаровой фланцевый Д15, Ру,6МПа шт	4	2,1	

Обозначение	Наименование
↔	Граница проектирования
↔	Диаметр измерительная
↔	Переход
↔	Газопровод среднего давления
↔	Газопровод продувочный
↔	Кран шаровой с электроприводом
↔	Сброс в атмосферу
↔	Проход через перекрытие, стену
↔	Затвор поворотный дисковый ручной
↔	Кран шаровой ручной
↔	Листовая заглушка с токопроводящей перемычкой
↔	Клапан для манометра
↔	Клапан типа "НЗ"
↔	Клапан типа "НО"
↔	Клапан отсечной БГ
↔	Граница разделения участков
↔	Клапан рециркулирующий
↔	Направление движения среды
↔	Затвор поворотный дисковый с электроприводом
↔	Заглушка резьбовая
↔	Клапан электромагнитный быстрозащитный
↔	Компенсатор
↔	Устройство подготовки потока
↔	Манометр

1/2020-2-ИОС-6				
Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАО "НП НК ИБК им. С.П.Титова" с расширением здания				
Изм.	Кол.	Лист	Прок.	Дата
Разраб.	Шмелева			
Проектир.	Корнилова			
Инж.	Ливнев			
Газоснабжение. Внутренние устройства				Станция Лист
Аксонометрическая схема газопроводов				П 8
АО «ЦТЗ»				Формат А2х3



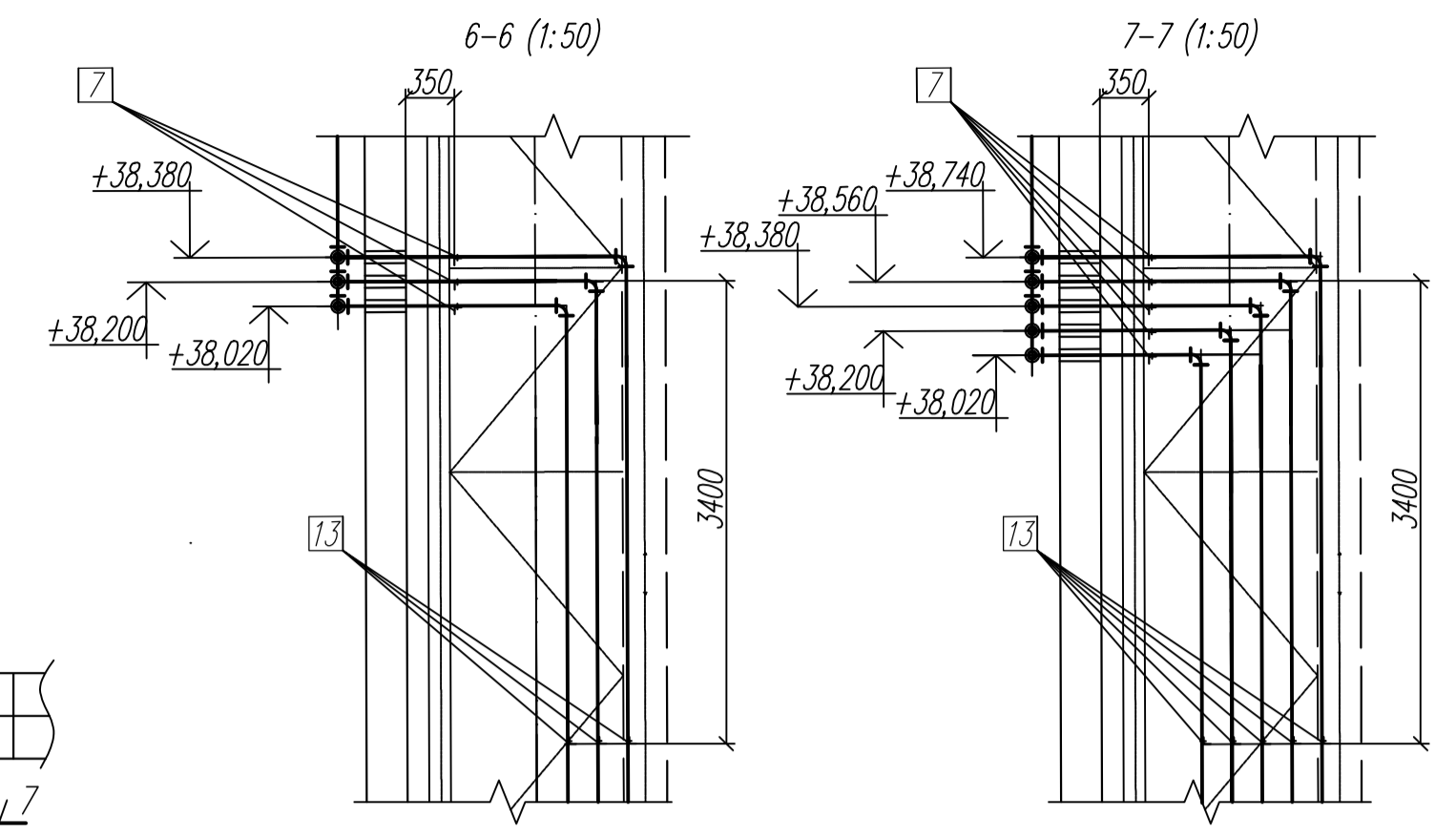
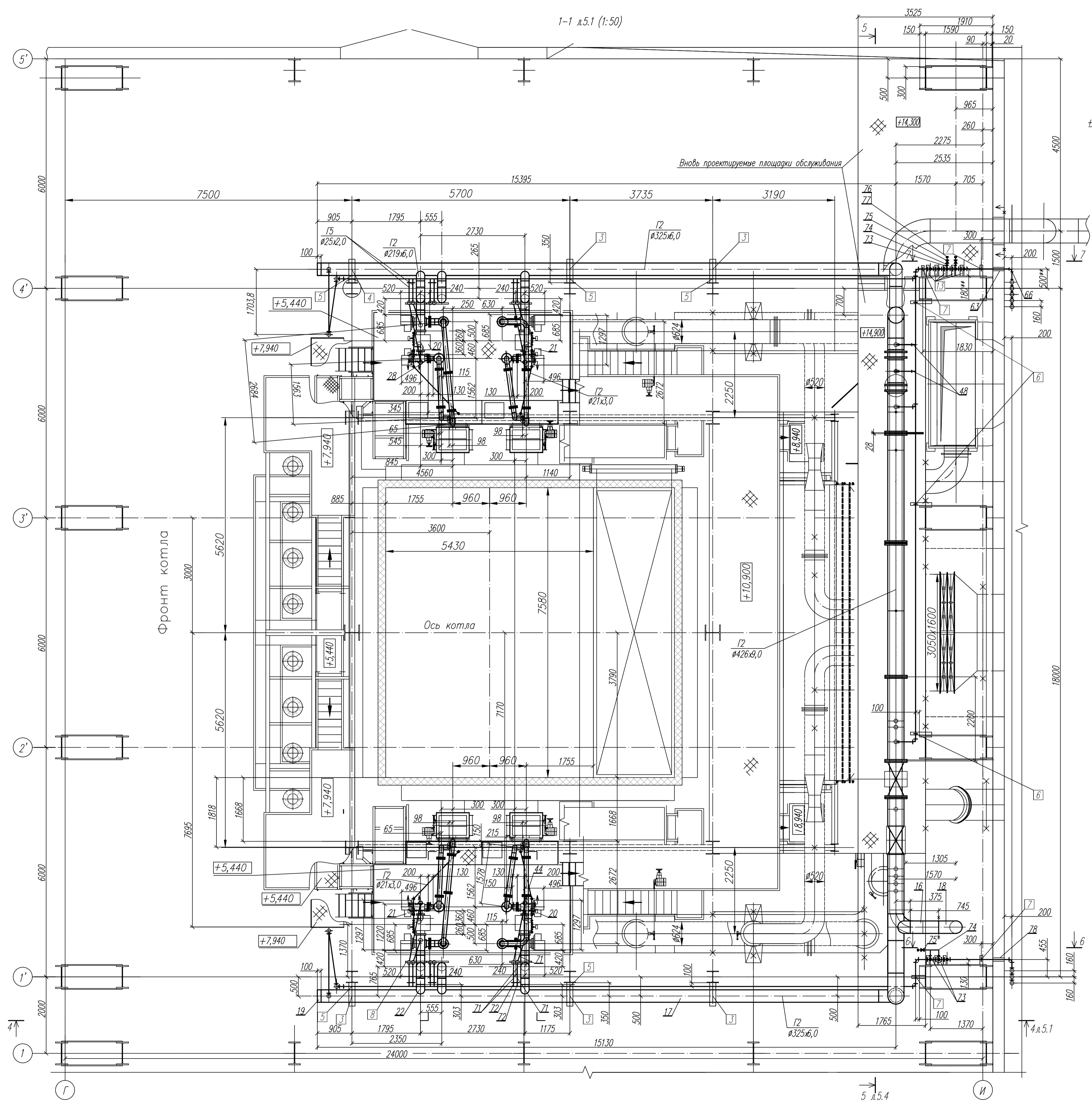
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Г2 — газопровод среднего давления
- Г5 — газопровод продувочный
- — — граница проектирования
- — — позиция детали
- — — позиция опоры
- — — граница разделения участков

1. За отм. 0.000 принята отметка чистого пола котельного отделения 132.8.
2. Трубопроводы газа Ду50 прокладывать и крепить по месту. Арматуру установить в местах удобных для обслуживания.
3. Сварные швы по ГОСТ 5264-80*. Сварные стыковые соединения по ГОСТ 16037-80*.
4. Категория производства по взрывной, взрыво-пожарной и пожарной безопасности - "Г".
5. Строительные конструкции показаны условно.
6. ** - Размер уточнить на монтаже.
7. Данный чертёж см. совместно с монтажно-сборочными чертежами газопроводов котла N1/2020-2-ГСВ л.5.2-5.5, монтажно-сборочным чертежом газопроводов котельной N1/2020-2-ГСВ л.4.1, аксонометрической схемой газопроводов N1/2020-2-ГСВ л.3.
8. Разделы КИПиА 0 и В, газозавозопроводы см. отдельные проекты.
9. Опоры см. чертежи N 1/2020-2-ГСВ л.4.2-4.3, л.5.6-5.22.
10. Общие данные см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.1.
11. Гребенку КИП и А расположить и крепить по месту. Металл для крепления заложен в спецификации (таблица 1).
12. Ведомость опор см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.5.5
13. Спецификацию см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.5.2
14. Продувочные газопроводы входят в зону защиты, создаваемую существующим молниеотводом (существующая дымовая труба).

		1/2020-2-ИОС-6			
		Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАОр "НП НЧ КБК им. С.П.Титова" с расширением здания			
Изм.	Код	Лист	Ирак	Подпись	Дата
Разработал	Шмелева				
Проверил	Корнилова	Установка котла типа Е-160-2,4-250ГМ	Стадия	Лист	Листов
ГИП	Локтев	Газоснабжение. Внутренние устройства	П	9	
		Газопроводы котла. Монтажно-сборочный чертёж Разрез 4-4.		ЦТЗ АО «ЦТЗ»	
Н.контр.	Корнилова			Формат А1	

1-1 л.5.1 (1:50)



1. За отм. 0.000 принята отметка чистого пола котельного отделения 132.8.
2. Трубопроводы газа ДУ50 прокладывать и крепить по месту. Арматуру установить в местах удобных для обслуживания.
3. Сварные швы по ГОСТ 5264-80*. Сварные стыковые соединения по ГОСТ 16037-80*.
4. Категория производства по взрывной, взрыво-пожарной и пожарной безопасности - "1".
5. Строительные конструкции показаны условно.
6. ** - Размер уточнить на монтаже.
7. Данный чертёж см. совместно с монтажно-сборочными чертежами газопроводов котла N1/2020-2-ГСВ л.5.1-5.2, л.5.4-5.5, монтажно-сборочным чертежом газопроводов котельной N1/2020-2-ГСВ л.4.1, аксонометрической схемой газопроводов N1/2020-2-ГСВ л.3.
8. Разделы КИПиА О и В, газозащитопроводы см. отдельные проекты.
9. Опоры см. чертежи N 1/2020-2-ГСВ л.4.2-4.3, л.5.6-5.22.
10. Общие данные см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.1.
11. Гребенку КИП и А расположить и крепить по месту. Металл для крепления заложить в спецификации (таблица 1).
12. Ведомость опор см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.5.5.
13. Спецификацию см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.5.2.
14. Продувочные газопроводы входят в зону защиты, создаваемую существующим молниезащитом (существующая дымовая труба).

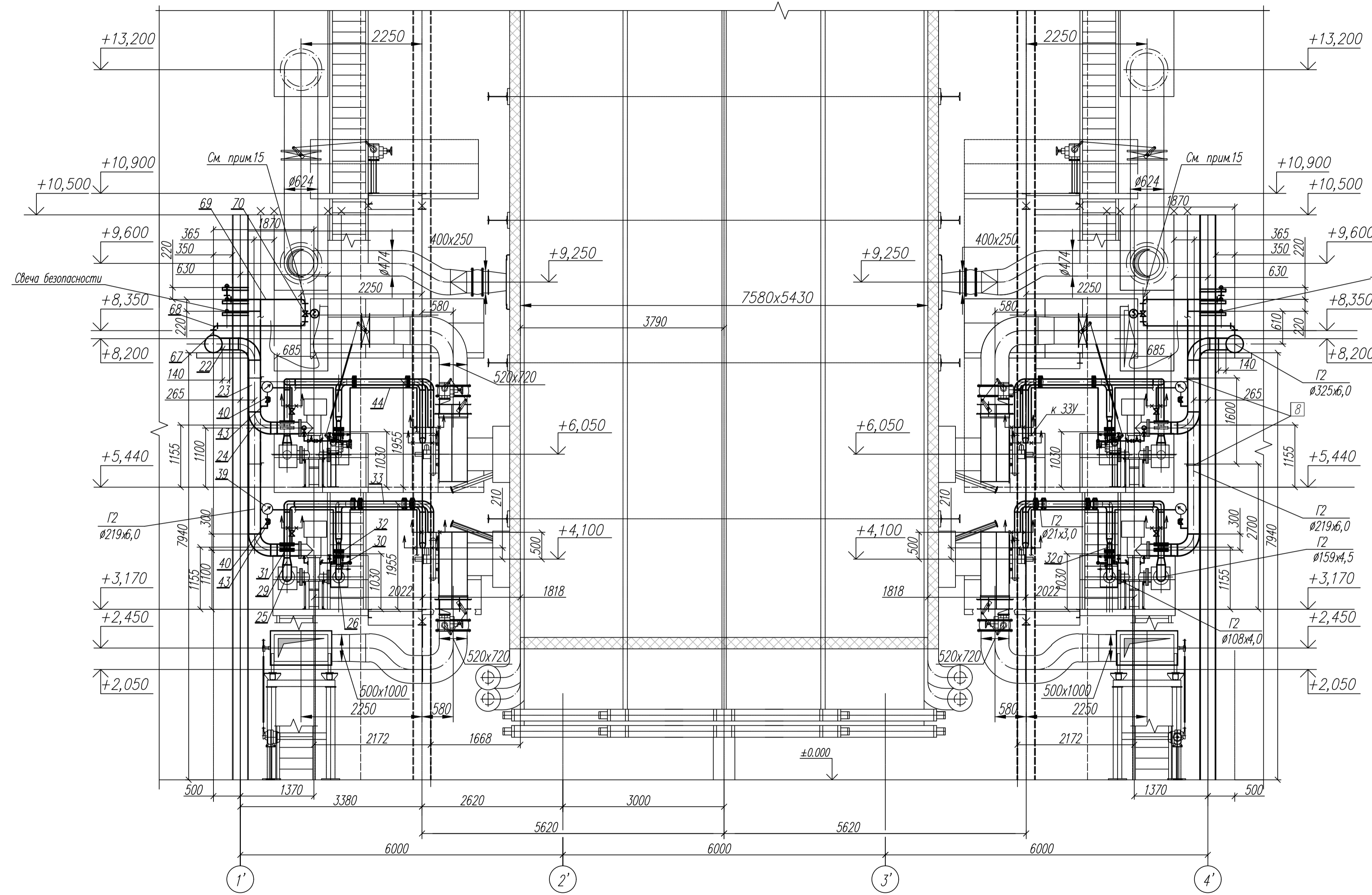
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- G2 — газопровод среднего давления
- G5 — газопровод низкого давления
- — граница проектирования
- — позиция детали
- — позиция опоры
- I — граница разделения участков

Имя, И. фамилия, Подпись и дата, Взам. инв. №

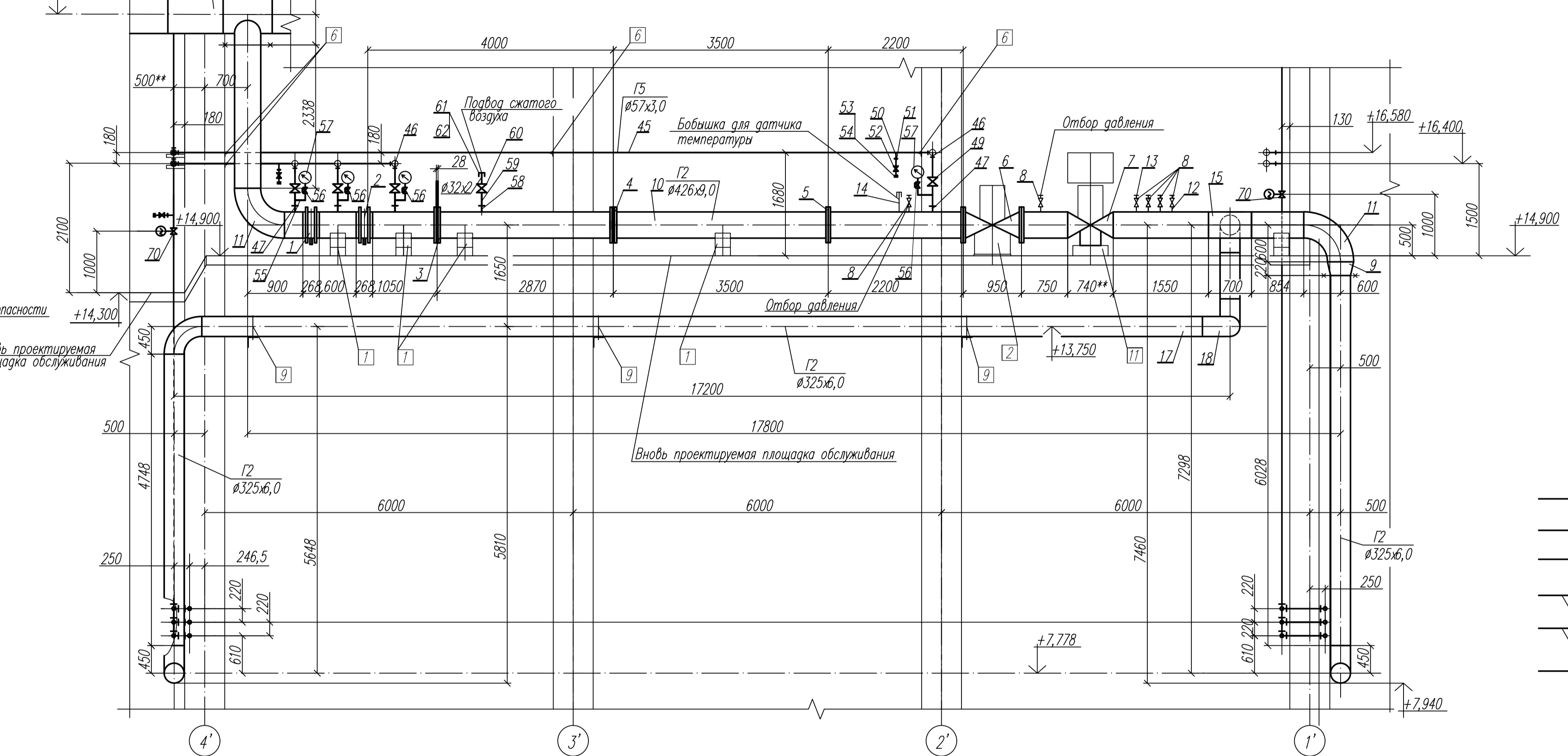
		1/2020-2-ИОС-6	
Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАОр "НП НЧ КБК им. С.П.Тимова" с расширением здания			
Изм.	Код	Лист	Листов
Разработчик	Шмелева	Станция	Лист
Проверил	Корнилова	Газоснабжение	Внутренние устройства
ГИП	Локтев	Газопроводы котла	Монтажно-сборочный чертёж
Н.контр.	Корнилова	Разрез 1-1.	
		10	10
		ЦТЗ АО «ЦТЗ»	
Формат А1			

3-3 л.5.1 (1:50)



См. чертёж
1/2020-2-ГСВ л.4.1

5-5 л.5.3 (1:50)



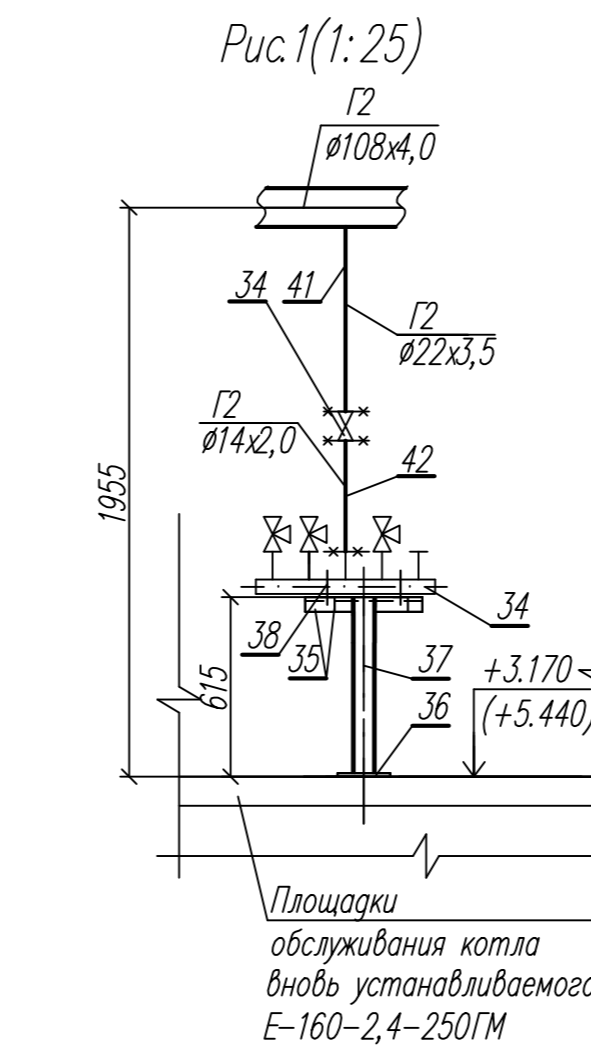
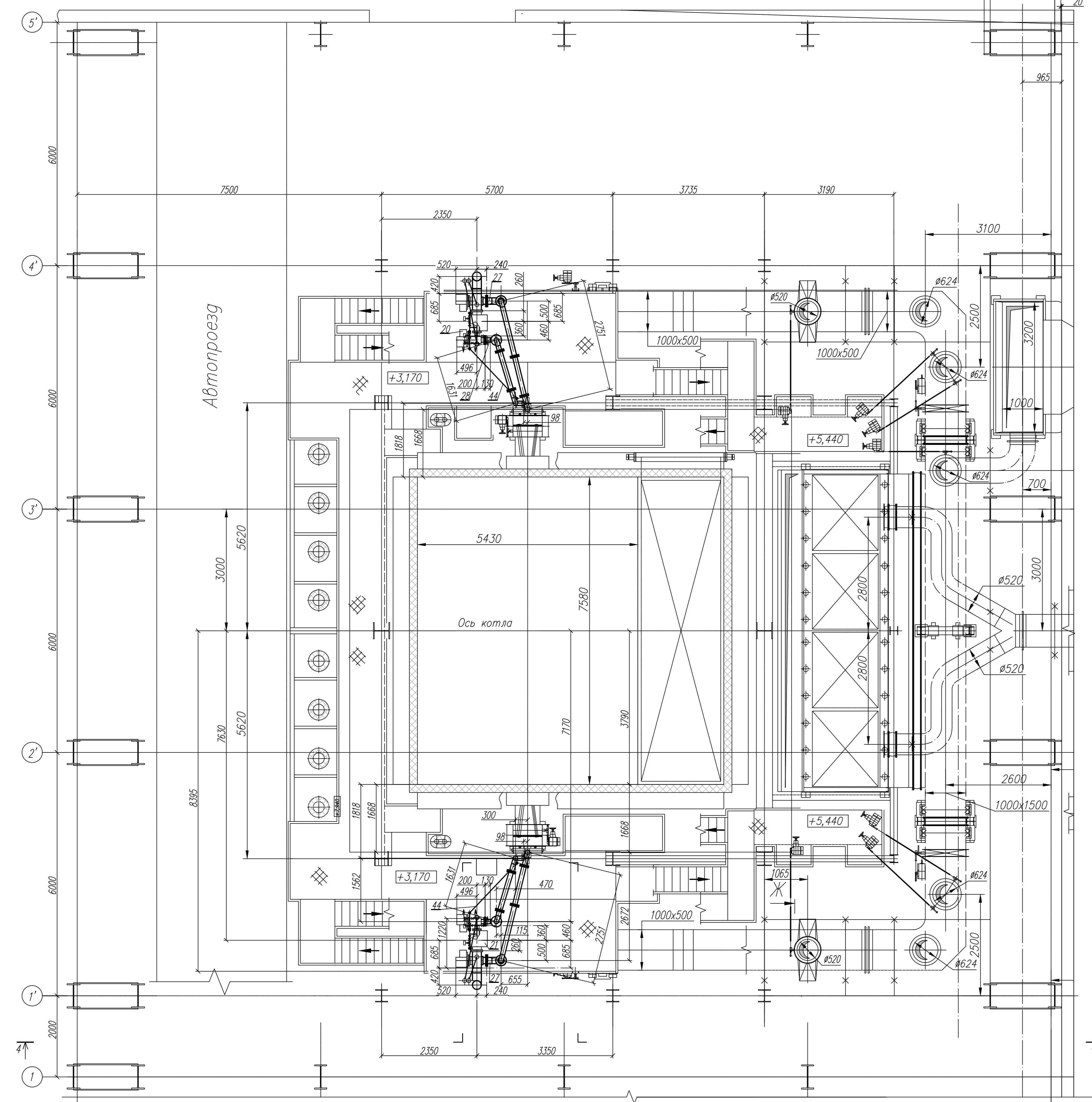
- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**
- Г2 — газопровод среднего давления
 - Г5 — газопровод продувочный
 - — граница проектирования
 - — позиция детали
 - — позиция опоры
 - — граница разделения участков

1. За отм. 0.000 принята отметка чистого пола котельного отделения 132.8.
2. Трубопроводы газа Ду50 прокладывать и крепить по месту. Арматуру установить в местах, удобных для обслуживания.
3. Сварные швы по ГОСТ 5264-80*. Сварные стыковые соединения по ГОСТ 16037-80*.
4. Категория производства по взрывной, взрыво-пожарной и пожарной безопасности - "Г".
5. Строительные конструкции показаны условно.
6. ** - Размер уточнить на монтаже.
7. Данный чертёж см. совместно с монтажно-сборочными чертежами газопроводов котла N1/2020-2-ГСВ л.5.1-5.3, л.5.5, монтажно-сборочным чертежом газопроводов котельной N1/2020-2-ГСВ л.4.1, аксонометрической схемой газопроводов N1/2020-2-ГСВ л.3.
8. Разделы КИП и А, газозухопроводы см. отдельные проекты.
9. Опоры см. чертежи N 1/2020-2-ГСВ л.4.2-4.3, л.5.6-5.22.
10. Общие данные см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.1.
11. Гребенку КИП и А расположить и крепить по месту. Металл для крепления заложен в спецификации (таблица 1).
12. Веломость опор см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.5.5.
13. Спецификацию см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.5.2.
14. Продувочные газопроводы входят в зону защиты, создаваемую существующим молниезвондом (существующая дымовая труба).
15. Для крепления продувочных газопроводов заложен металл поз. 83,84 табл.1 лист 5.2.

Имя, И. Фамилия, Подпись и дата

		1/2020-2-ИОС 6	
		Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАО "НП НЧ КБК им. С.П.Титова" с расширением здания	
Изм.	Контр.	Лист	Листов
Разоб.	Шмелева	Установка котла типа Е-160-2,4-250ГМ	Стация
Проверка	Корнилова	Газоснабжение. Внутренние устройства	Лист
ТИП	Локтев		10а
		Газопроводы котла	
		Монтажно-сборочный чертёж	
		Разрез 3-3, Разрез 5-5	
Н.контр.	Корнилова		

2-2 л.5.1 (1:50)



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**
- Г2 — газопровод среднего давления
 - Г5 — газопровод производный
 - — граница проектирования
 - — позиция детали
 - — позиция опоры
 - — граница разделения участка

Продолжение таблицы 1

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг	Примечание
56	АМАКС-КМ 1.00	Кран для манометра Ду15, Ру,6МПа	шт	0,35	по манометр
57	МПЗ-У2-1,6	Манометр показывающий шкала 0-1,6МПа	шт	4	См чертёж КИП
58	0430С14 10.761-97	Штуцер 32х2,0 Ду25, Ру,6МПа	шт	1,015	
59	ГОСТ 10705-80* ар.В	Труба 32х2,0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	1,048	
60	КШ 25.16.3110	Кран шаровый фланцевый Ду25, Ру,6МПа	шт	1,37	
61	ГОСТ 1/2020-2-ГСВ л.8	Штуцер Ду25 чертёж 1/2020-2-ГСВ	шт	0,36	
62	1/2020-2-ГСВ л.9	Провка Ду25 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	0,39	
63	с. 5.905-25.05.1 УГ 8.00-03	Футляр-80, L=510 Сборная	шт	2,33	
64	Насоска для свечи Ду50, Материал 0912С ГОСТ 19281-2014	шт	2,17		
65	ПН4-3-1128-2000	Труба 57х3,0 0912С ГОСТ 19281-2014	шт	5,0	5,23
66	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90°-57х4 0912С ГОСТ 19281-2014	шт	4	0,7
IV Продувание трубопроводов газа в районе горелок					
67	0880С14 10.761-97	Штуцер 57х3,0-400 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,40
68	ГОСТ 17375-2001	Отвод 180°-57х3 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	34	0,5
69	ГОСТ 10705-80* ар.В	Труба 57х3,0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	160,0	3,995
70	КШ 50.16.3111	Кран шаровый фланцевый с электроприводом ЭПН-Ф07-75 Ду50, Ру,6МПа	шт	4	11,5
71	ГОСТ 8733-74* ар.В	Труба 25х2,0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	63,0	1,134
72	0230С14 10.761-97	Штуцер 25х2,0-50 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	12	0,11
73	0120С14 10.761-97	Штуцер 180°-50 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	4	0,08
74	ГОСТ 8733-74* ар.В	Труба 18х2,0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	3,0	0,789
75	КШ 15.16.3110	Кран шаровый фланцевый Ду50, Ру,6МПа	шт	4	2,1
76	чертёж 1/2020-2-ГСВ л.6	Штуцер Ду15 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	4	0,17
77	чертёж 1/2020-2-ГСВ л.7	Провка Ду15 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	4	0,08
78	с. 5.905-25.05.1 УГ 8.00-03	Футляр-80, L=510 Сборная	шт	6	3,3
79	Насоска для свечи Ду50, Материал 0912С ГОСТ 19281-2014	шт	6	1,2	
80	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90°-57х4 0912С ГОСТ 19281-2014	шт	4	0,2
81	ПН4-3-1128-2000	Труба 57х3,0 0912С ГОСТ 19281-2014	шт	100,0	5,23
82	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90°-57х4 0912С ГОСТ 19281-2014	шт	6	0,7
83	ГОСТ 2590-2006	Кружк В8 Ст3сп ГОСТ 380-2005	м	2,5	0,395
84	ГОСТ 8509-93	Уголок Б-45х5х6, ВСт3сп ГОСТ 380-2005	м	5	3,37
ГОСТ 9467-75	Электроды Э-50А	кг	35,0		

Продолжение таблицы 1

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг	Примечание
33	—	Компенсатор Ду100, Ру100 L=1000мм	шт	12	16,2
34	—	Гребенка КИП	шт	12	—
35	ГОСТ 8509-93	Уголок Б-36х36х4, ВСт3сп ГОСТ 380-2005	м	12,0	2,16
36	ГОСТ 19903-74*	Лист 180х180х5 ВСт3сп ГОСТ 380-2005	шт	18	1,27
37	ГОСТ 8240-97	Швеллер 8 ВСт3сп ГОСТ 380-2005	м	12,0	7,05
38	ГОСТ 2590-2006	Кружк В8 ВСт3сп ГОСТ 380-2005	м	15,0	0,222
39	МПЗ-У2-1,0	Манометр показывающий шкала 0-1,0МПа	шт	6	—
40	АМАКС-КМ 1.00	Кран для манометра Ду15, Ру,6МПа	шт	6	0,35
41	ГОСТ 8733-74* ар.В	Труба 22х2,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	15,0	1,597
42	ГОСТ 8733-74* ар.В	Труба 14х2,0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	12,0	0,592
43	—	Штуцер М20х1,5 (Труба 22х2,5 ГОСТ 8733-74* ВСталь 20 ГОСТ1050-2013)	шт	6	0,18
IV Продувание трубопроводов газа котла					
44	ГОСТ 8733-74* ар.В	Труба 21х2,0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	23,0	1,332
30У-ПН-60-02-1000	Затопно-сигнализующее устройство	шт	6	—	См чертёж КИП
IV Продувание трубопроводов газа котла					
45	ГОСТ 10705-80* ар.В	Труба 57х3,0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	85,0	3,995
46	ГОСТ 17375-2001	Отвод 180°-57х3 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	12	0,5
47	0880С14 10.761-97	Штуцер 57х3,0-400 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	4	0,40
48	0800С14 10.761-97	Штуцер 57х3,0-50 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,43
49	КШ 50.16.3110	Кран шаровый фланцевый Ду50, Ру,6МПа	шт	4	9,0
50	0120С14 10.761-97	Штуцер 180°-50 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,08
51	ГОСТ 8733-74* ар.В	Труба 18х2,0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	2,0	0,789
52	КШ 15.16.3110	Кран шаровый фланцевый Ду15, Ру,6МПа	шт	2	2,1
53	чертёж 1/2020-2-ГСВ л.6	Штуцер Ду15 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,17
54	1/2020-2-ГСВ л.7	Провка Ду15 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,08
55	—	Штуцер М20х1,5 (Труба 22х2,5 ГОСТ 8733-74* ВСталь 20 ГОСТ1050-2013)	шт	4	0,18

- За отм. 0,000 принята отметка чистого пола котельного отделения 132,8.
- Трубопроводы газа Ду50 прокладывать и крепить по месту. Арматуру установить в местах удобных для обслуживания.
- Сварные швы по ГОСТ 5264-80*. Сварные стыковые соединения по ГОСТ 16037-80*.
- Категория производства по взрывной, взрыво-пожарной и пожарной безопасности - Т.
- Строительные конструкции показаны условно.
- ** - Размер уточнить на монтаже.
- Данный чертёж см. совместно с монтажно-сборочными чертежами газопроводов котла П1/2020-2-ГСВ л.5.1, л.5.3-5.5, монтажно-сборочным чертежом газопроводов котельной П1/2020-2-ГСВ л.4.1, аксонметрической сеткой газопроводов П1/2020-2-ГСВ л.3.
- Разделы КИП А и Б, газозащитного см. отдельный проект.
- Опоры см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.4.2-4.3, л.5.6-5.22.
- Общие данные см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.1.
- Гребенку КИП и А расположить и крепить по месту. Металл для крепления заложен в спецификации (таблица 1).
- Ведомость опор см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.5.5
- Продувание газопроводов входит в зону зашиты, создаваемую существующим магнитотомом (существующая дымовая труба).

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол. шт.	Масса ед. кг	Примечание
I Трубопровод газа к котлу					
1	AT2 619 1433-ЯК	Затвор дисковый Ду400, Ру,6МПа с регулятором шт. Отм. фланца Фланец 400-16-11-1-В-ВСт3сп-IV ГОСТ33259-2015	шт	1	90,6
2	ATM 619 1433-ЯК	Затвор дисковый Ду400 Ру,6МПа с электроприводом МЭОВ 1000 Отм. фланца Фланец 400-16-11-1-В-ВСт3сп-IV ГОСТ33259-2015	шт	1	200
3	—	Установка подготовная котельная Ду400, Ру,6МПа	шт	1	122,7
4	—	Устройство подготовки потока "АНКЕР" Ду400, Ру,6МПа	шт	1	135,7
5	АМАКС	Установка диафрагмы камерной 400-1,6	шт	1	222,0
6	—	Кран отсечной выстроятельный АМАКС Ду400, Ру,6МПа	шт	1	402,0
7	PK 109.4.400.00-3-254	Кран регуляторный производства ЗАО КИП Фланц Ду400, Ру,6МПа с МЭОВ-1000/25-0,25V-97К	шт	1	456,0
8	КШ 10.16.4110	Кран шаровый приварной Ду10, Ру,6МПа	шт	6	0,70
9	ГОСТ 17378-2001	Перевод К-426х10-325х8, Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	23,0
10	ГОСТ 10705-80* ар.В	Труба 426х10 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	16,1	92,555
11	ГОСТ 17375-2001	Отвод 180°-426х10 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	9,70
12	0040С14 10.761-97	Штуцер 14х2,0-400 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	6	0,06
13	ГОСТ 3262-75*	Труба 10х2,8 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	3,0	0,98
14	0СТ108.530.01-82	Бойлерный ПН-М20х1,5-55 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	0,38
15	065 ОСТ 34 10.764-97	Кран шаровый 426х10-325х8-18 Сборный	шт	1	71,3
16	ГОСТ 10705-80* ар.В	Труба 325х8 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	0,745	62,542
II Газопроводы в районе горелок котла					
17	ГОСТ 10705-80* ар.В	Труба 325х8 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	42,3	62,542
18	ГОСТ 17375-2001	Отвод 180°-325х8 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	6	39,0
19	ГОСТ 17379-2001	Заглушка 325х10 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	11,0
20	АМАКС-БП1-200/100/150-П	Блок газозащитного котла Ду200 Ру,0,1МПа	шт	3	495,0
21	АМАКС-БП1-200/100/150-П	Блок газозащитного котла Ду200 Ру,0,1МПа	шт	3	495,0
22	1630С14 10.761-97	Штуцер 219х6,0-300 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	6	4,98
23	ГОСТ 10705-80* ар.В	Труба 219х6 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	12,1	31,52
24	ГОСТ 17375-2001	Отвод 180°-219х6 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	12	15,0
25	ГОСТ 17375-2001	Отвод 180°-159х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	6	6,1
26	ГОСТ 17375-2001	Отвод 180°-108х4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	30	2,5
27	ГОСТ 10705-80* ар.В	Труба 159х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	0,80	18,989
28	ГОСТ 10705-80* ар.В	Труба 108х4,0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	27,0	10,259
29	ГОСТ 17378-2001	Перевод К-159х4-108х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	6	2,3
30	ГОСТ 17378-2001	Перевод К-108х4-76х3,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	18	0,9
31	АМАКС-3Д3-100-1,6-0-1 Ру,6МПа с МЭОВ-40/63-0,25V-90	Заслонка арросеющей газовой Ду100 Ру,6МПа с МЭОВ-40/63-0,25V-90	шт	6	10,0
32	АМАКС-3Д3-65-1,6-0-1 Ру,6МПа с МЭОВ-40/63-0,25V-90	Заслонка арросеющей газовой Ду65 Ру,6МПа с МЭОВ-40/63-0,25V-90	шт	6	6,7
32а	ГОСТ 10705-80* ар.В	Труба 76х3,0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	2,0	5,401


1/2020-2-ИОС 6					
Изм.	Кол.	Лист	Прок.	Порис.	Дата
Разр.	Шмелева	Установка котла типа Е-160-2,4-250ГМ	Стария	Лист	
Пробир.	Корнилова	Газоснабжение. Внутреннее устройство	П	11	
ЛП	Литвин	Газопроводы котла			
Монтаж-сборочный чертёж					
Разрез 2-2. Спецификация					

АО «ЦТЗ»
Формат А2х3

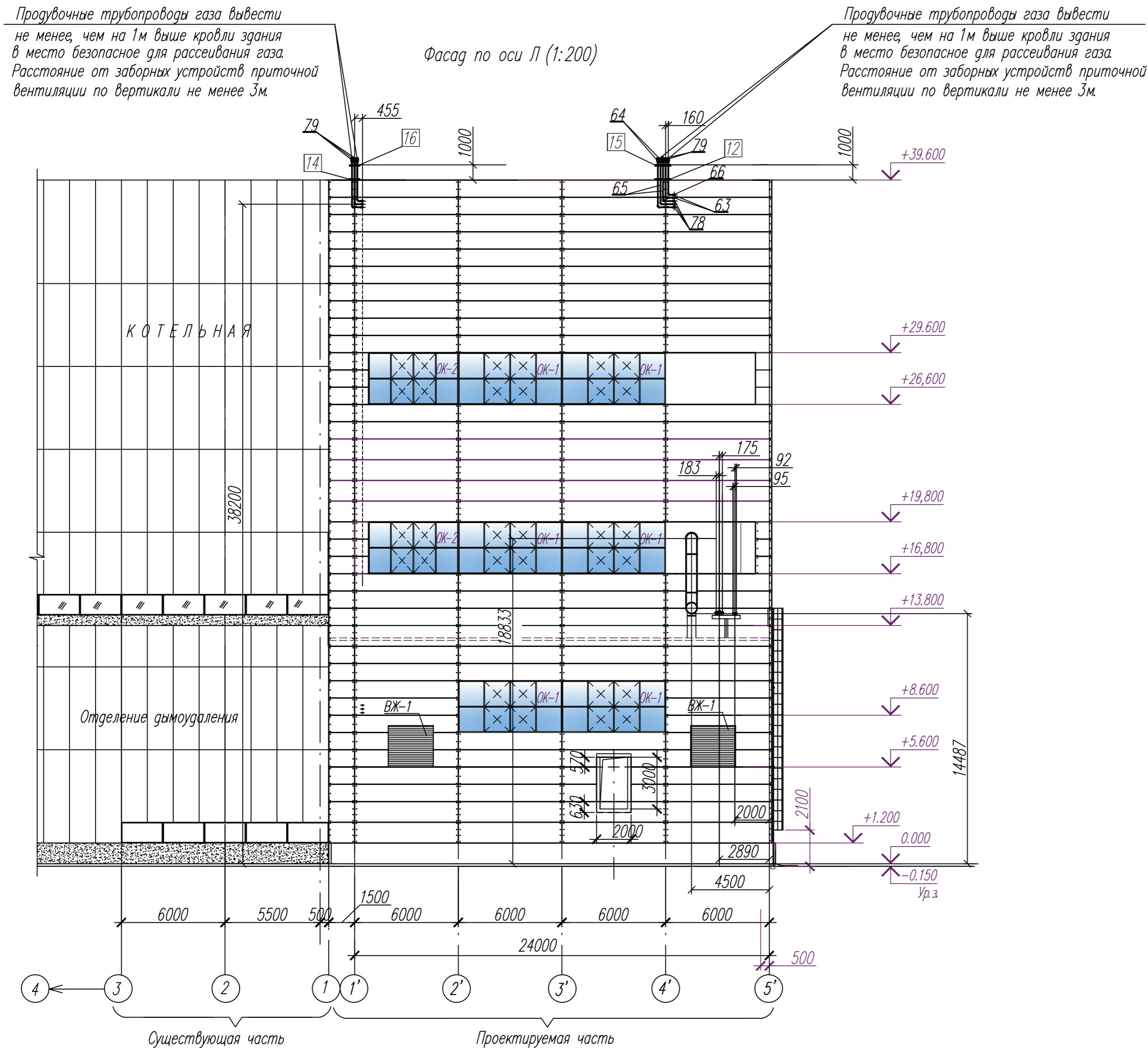
№ строки	Обозначение	Наименование	Кол.	Ди	Нагрузка, кгс		Масса кг		Примечание
					Рр	Рк	Ег	Общ	
1	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.6	Опора поз.1	шт	5	400		26,35	131,75	
2	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.7	Опора под клапан отсечной быстродайствующий АМАКС Ду400 поз.2.		1	400		26,9	26,9	
3	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.8	Опора поз.3		6	300		3,42	20,52	
4	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.8	Опора поз.4		1	300		3,42	3,42	
5	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.9	Опора поз.5		6	50		1,182	7,092	
6	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.10	Опора поз.6		4	50		0,96	3,84	
7	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.11	Опора поз.7		14	50		0,197	2,758	
8	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.12	Опора поз.8		8	200		2,38	19,04	
9	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.13	Опора поз.9		3	300		3,32	9,96	
10	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.14	Опора поз.10		12	50		0,197	2,364	
11	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.15	Опора поз.11		1	400		—	—	
12	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.16	Опора поз.12		1	50		0,985	0,985	
13	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.17	Опора поз.13		40	50		0,197	7,88	
14	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.18	Опора поз.14		1	50		0,591	0,591	
15	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.19	Опора поз.15		1	50		8,6	8,6	
16	См чертёж 1/2020-2-ГСВ л.5.20	Опора поз.16		1	50		8,2	8,2	

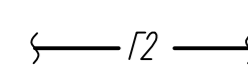
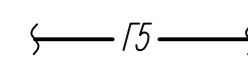
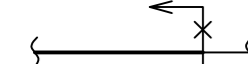
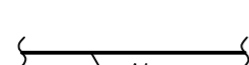
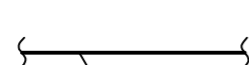

Итого 253,9 кг

- Лист "Общие данные" см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.1.
- Трубопроводы газа Ду≤ 50 прокладывать и крепить по месту. Арматуру установить в местах удобных для обслуживания.
- Сварные швы по ГОСТ 5264-80*. Сварные стыковые соединения по ГОСТ 16037-80*.
- Категория производства по взрывной, взрыво-пожарной и пожарной безопасности - "Г".
- Строительные конструкции показаны условно, см. чертежи АС.
- ** - Размер уточнить на монтаже.
- Разделы КИПиА, О и В, газозовдухопроводы см. отдельные проекты.

					1/2020-2-ИОС 6					
					Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАОр "НП НЧ КБК им. С.П.Титова" с расширением здания					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№рек	Подпись	Дата	Установка котла типа Е-160-2,4-250ГМ	Стация	Лист	Листов	
						Газоснабжение. Внутренние устройства	П	13		
					Газопроводы котла. Продувочные газопроводы котла по фасаду котельного отделения.					
Н.контр.				Корнилова						

Формат А2



-  - газопровод среднего давления
-  - газопровод продувочный
-  - граница проектирования
-  - позиция детали
-  - позиция опоры
-  - граница разделения участков

- За относительную отметку 0,000 принята отметка чистого пола котельной 132,8.
- Продувочные газопроводы входят в зону защиты, создаваемую существующим молниеотводом (существующая дымовая труба).
- Спецификацию см. чертёж N 1/2020-2-ГСВ л.5.2
- Опоры см. чертежи N 1/2020-2-ГСВ л.4.2-4.3, л.5.6-5.22.
- Данный чертёж см. совместно с монтажно-сборочными чертежами газопроводов котла N1/2020-ГСВ л.5.1-5.4, аксонометрической схемой газопроводов л.3.

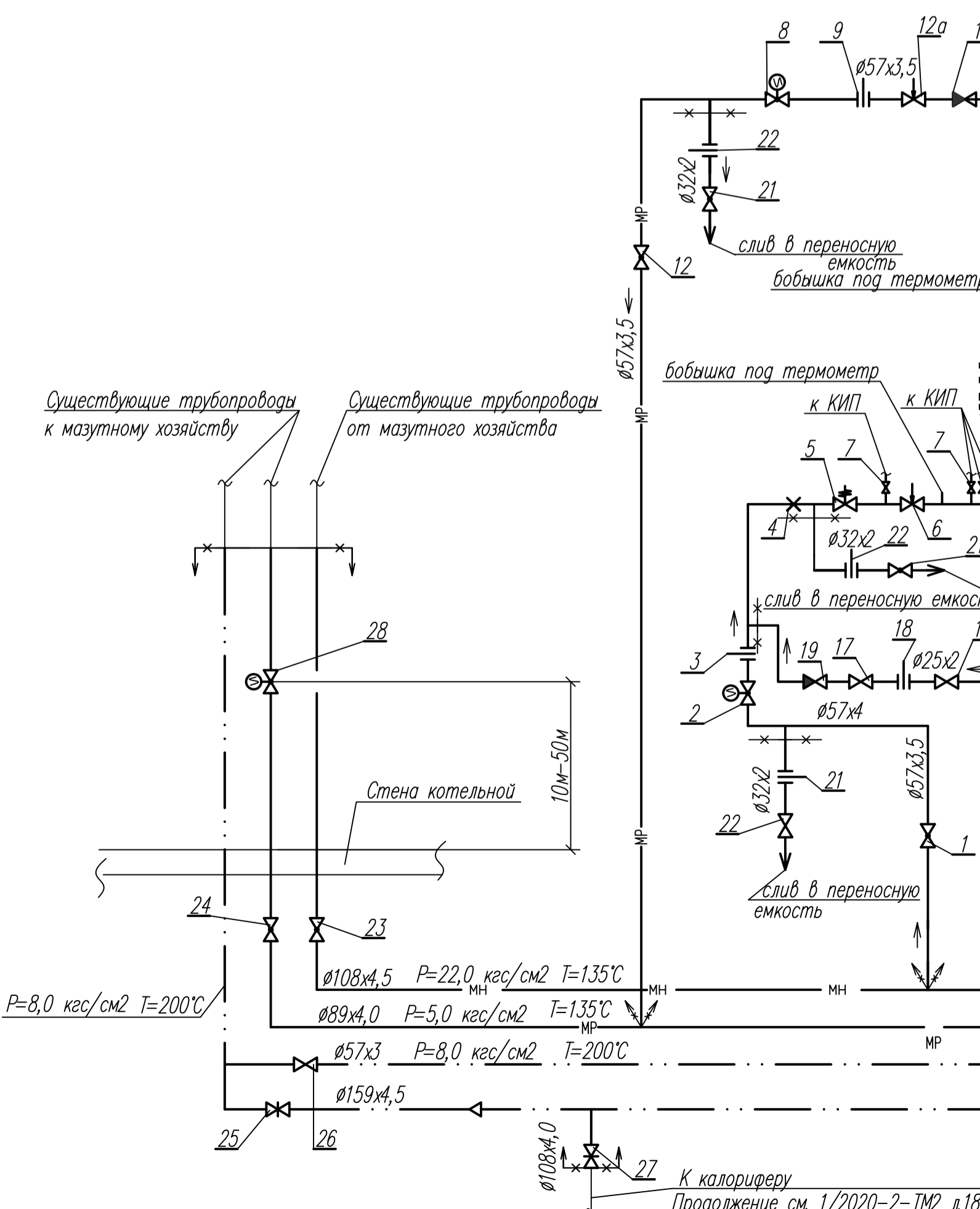
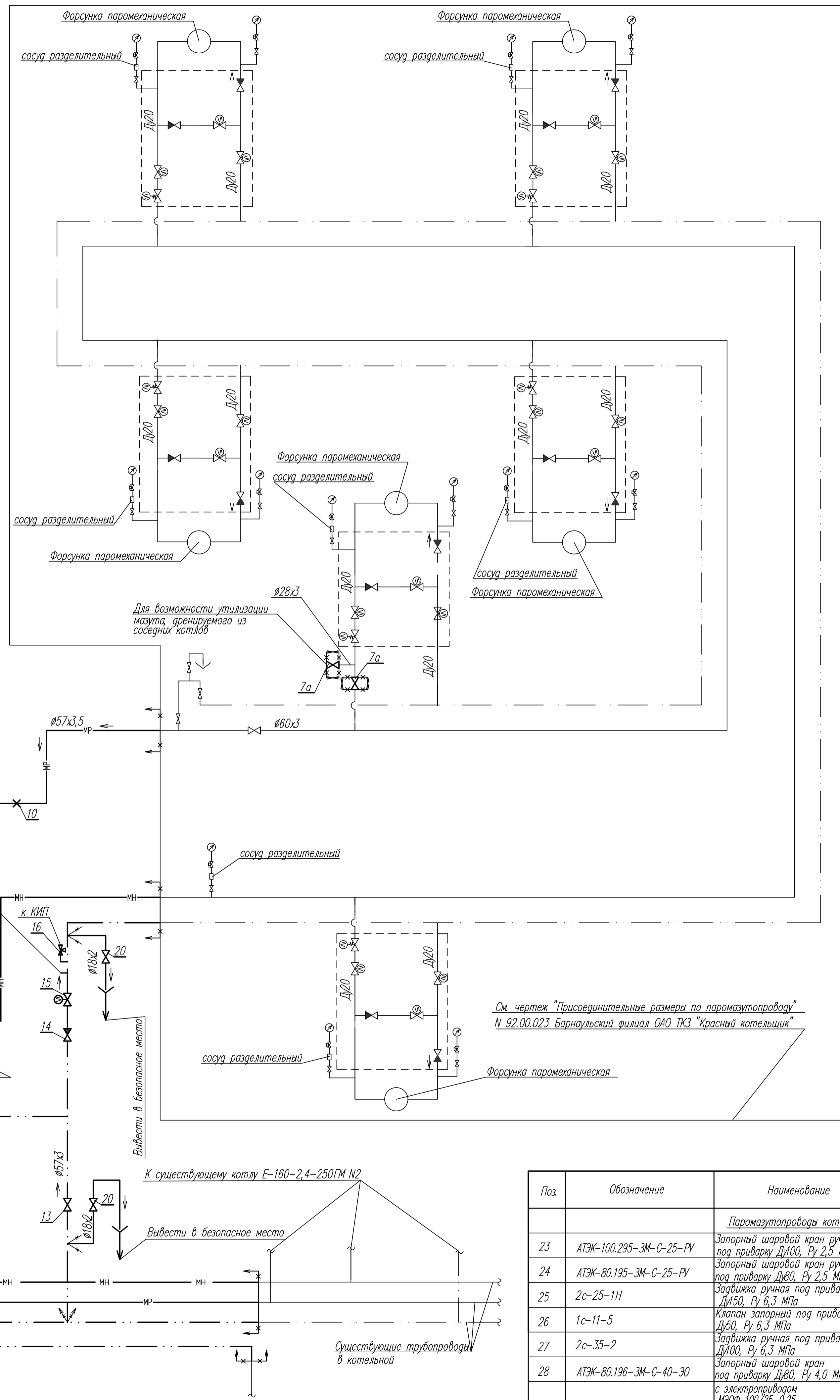
Исполн. Подп. и дата. Взам. инв.№

Условные обозначения

Таблица 2

Обозначение	Наименование
	Задвижка с электроприводом
	Предохранительно-запорный клапан
	Клапан регулирующий с электроприводом
	Клапан обратный
	Клапан трехходовой для манометра
	Вентиль, клапан
	Расходомер
	Заглушка с разжимным устройством
	Форсунка
	Заглушка
	Переход
	Пар
	Мазутопровод рециркуляционный
	Мазутопровод напорный
	Дренаж трубопровода пара
	Дренаж трубопровода мазута
	Граница проектирования
	Граница разделения участков
	Задвижка ручная
	Кран шаровой

1. Паромазутопроводы Ду≤50 прокладывать и крепить по месту с шагом для труб Ø57 не более 4м, для остальных труб с шагом не более 3м. Арматуру установить в местах удобных для обслуживания.
2. Трубопровод мазута проложить с уклоном i=0,004 в сторону дренажей.
3. Трубопровод пара проложить с уклоном i=0,004 в сторону дренажей.
4. На паропроводе в низших точках установить дренажи, в высших точках установить воздушники.
5. Дренажные трубопроводы прокладывать и крепить по месту. Арматуру установить в местах удобных для обслуживания.



Продолжение таблицы 1

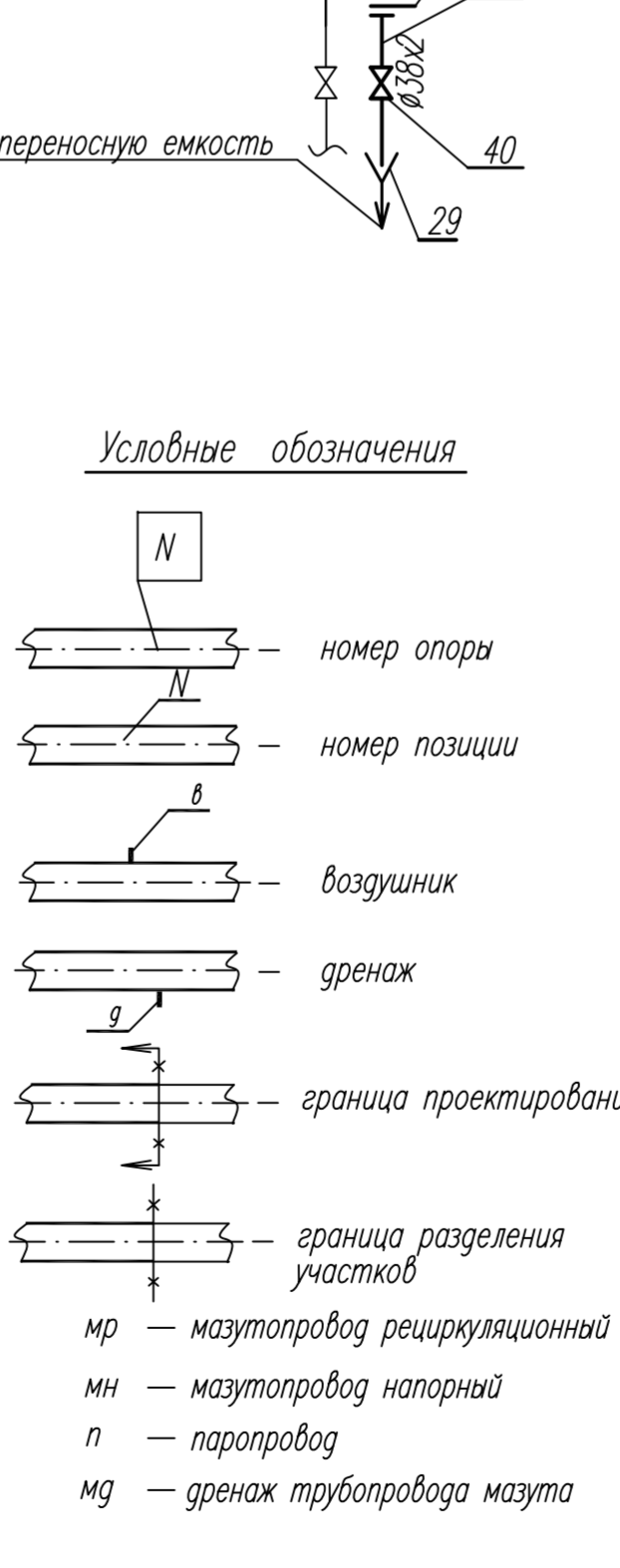
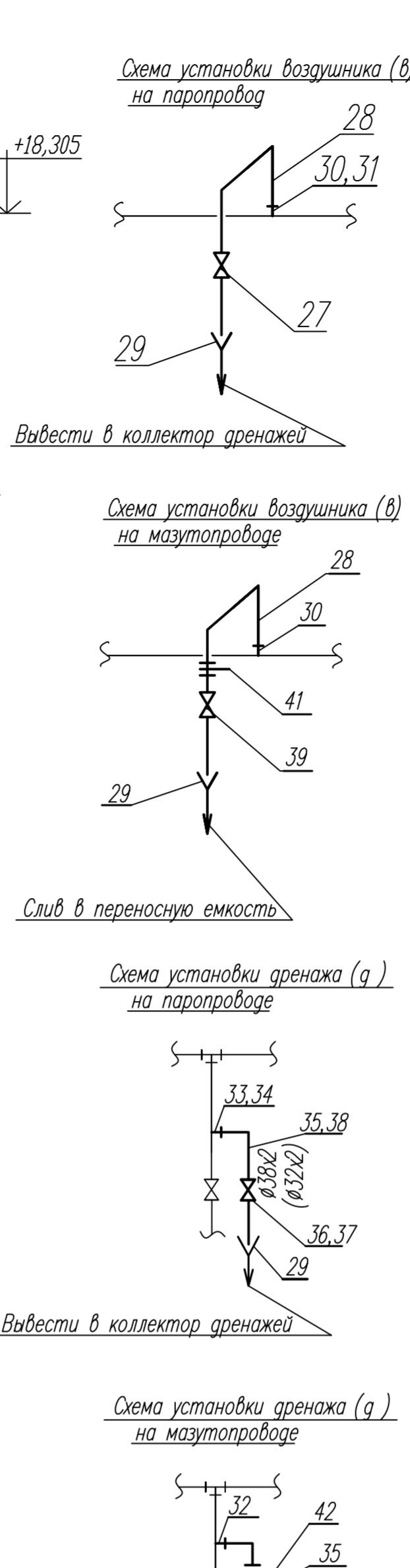
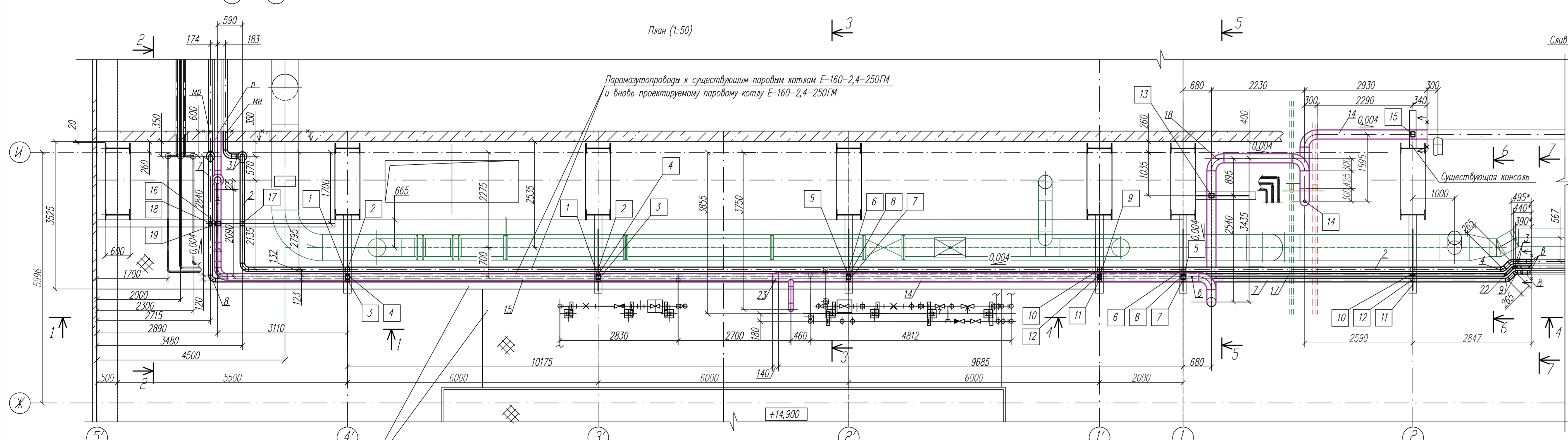
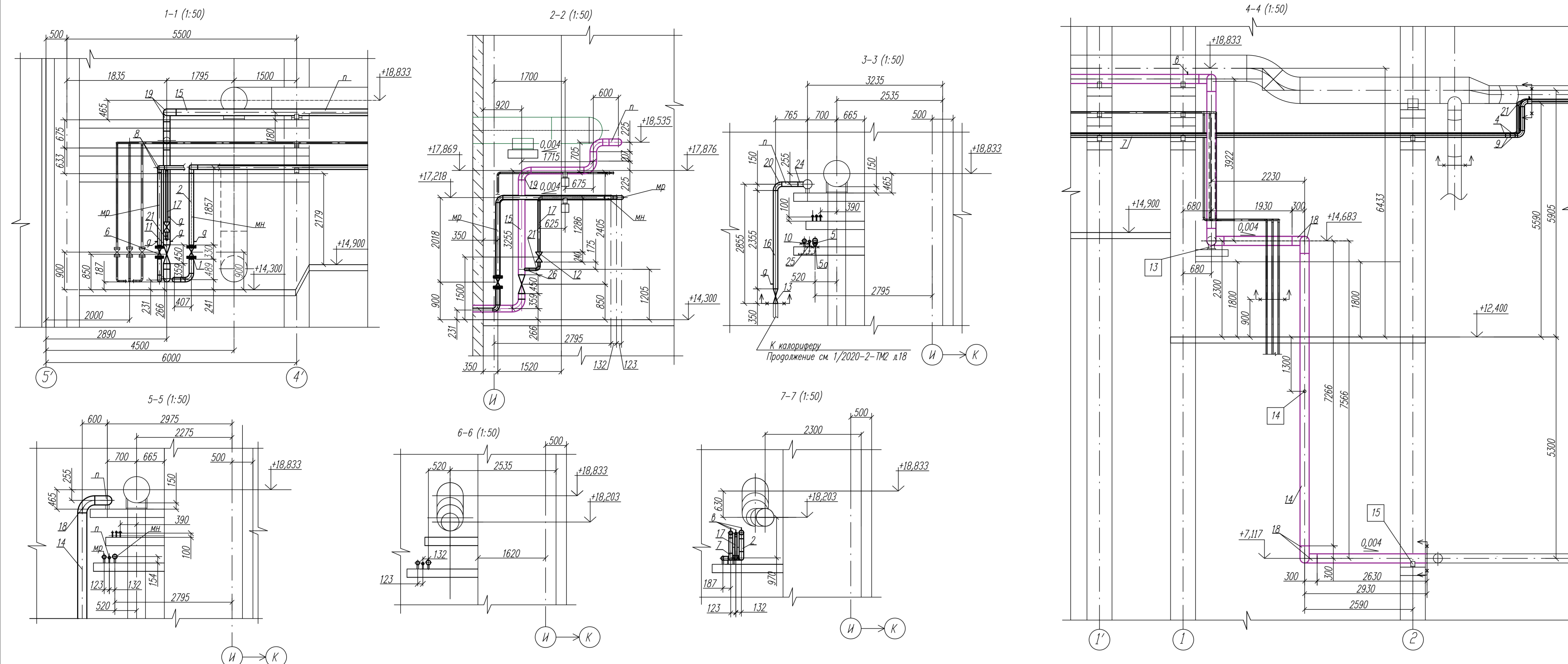
Поз	Обозначение	Наименование	Код	Масса ед, кг	Примечание
		Паромазутопроводы котельной			
23	АТЭК-100.295-3М-С-25-РУ	Запорный шаровой кран ручной под приварку Ду100, Ру 2,5 МПа шт.	1	58,7	ЭО НПО "АТЭК"
24	АТЭК-80.195-3М-С-25-РУ	Запорный шаровой кран ручной под приварку Ду80, Ру 2,5 МПа шт.	1	47,7	ЭО НПО "АТЭК"
25	2с-25-1Н	Задвижка ручная под приварку Ду150, Ру 6,3 МПа шт.	1	148,0	БКЗ
26	1с-11-5	Клапан запорный под приварку Ду60, Ру 6,3 МПа шт.	1	8,6	БКЗ
27	2с-35-2	Задвижка ручная под приварку Ду100, Ру 6,3 МПа шт.	1	78	БКЗ
28	АТЭК-80.196-3М-С-40-30	Запорный шаровой кран под приварку Ду80, Ру 4,0 МПа шт. с электроприводом МЭОФ-100/25-0,25	1	77,4	ЭО НПО "АТЭК"

Спецификация

Таблица 1

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Примечание
		Мазутопровод напорный			
1	АТЭК-50.540-3М-С-40-РУ	Запорный шаровой кран ручной под приварку Ду50, Ру 4,0 МПа шт.	1	21,0	ЭО НПО "АТЭК"
2	АТЭК-50.540-3М-С-40-30	Запорный шаровой кран под приварку Ду50, Ру 4,0 МПа шт. с электроприводом МЭОФ-100/25-0,25	1	50,0	ЭО НПО "АТЭК"
3	АТК 26-18-5-93	Задвижка поворотная 2-50-4,0-Ст20 Ду50, Ру 4,0 МПа шт.	1	9,0	
4	—	Ультразвуковое расходомерное устройство шт.	1	—	См. чертёж КИП и А ЭО НПО "АТЭК"
5	АТЭК-50.540-БМ-С-40-30	Предохранительно-запорный клапан Ду50; Ру 4,0 МПа с патрубками под приварку для мазута с эл. приводом МБ0-63/1-0,25 с блоком управления БУП и блоком аварийной защиты БАЗ-01М шт.	1	40,5	
6	АТЭК-50.014-РМ-С-25-30	Клапан регулирующий для мазута под приварку Ду50; Ру 2,5 МПа шт. с КИ=6,3 с эл. приводом МЭОФ-40/63-0,63У-96К шт.	1	22,0	ЭО НПО "АТЭК"
7	АТЭК-15.009-3М-С-40-РУ	Кран шаровой для мазута под приварку Ду 15, Ру 4,0 МПа шт.	4	3,5	На приборе КИП ЭО НПО "АТЭК"
7а	АТЭК-20.011-3М-С-40-РУ	Кран шаровой для мазута под приварку Ду 20, Ру 4,0 МПа шт.	2	3,3	Установить в районе горелки котла
		Мазутопровод рециркуляции			
8	АТЭК-50.540-3М-С-40-30	Запорный шаровой кран под приварку Ду50, Ру 4,0 МПа шт. с электроприводом МЭОФ-100/25-0,25	1	50,0	ЭО НПО "АТЭК"
9	АТК 26-18-5-93	Задвижка поворотная 2-50-4,0-Ст20 Ду50, Ру 4,0 МПа шт.	1	9,0	
10	—	Ультразвуковое расходомерное устройство шт.	1	—	См. чертёж КИП и А ЭО НПО "АТЭК"
11	АТЭК-50.002-ОМ-С-25	Клапан обратный под приварку Ду50; Ру 2,5 МПа шт.	1	13,0	ЭО НПО "АТЭК"
12	АТЭК-50.540-3М-С-40-РУ	Запорный шаровой кран ручной под приварку Ду50, Ру 4,0 МПа шт.	1	21,0	ЭО НПО "АТЭК"
12а	АТЭК-50.014-РМ-С-25-30	Клапан регулирующий для мазута под приварку Ду50; Ру 2,5 МПа шт. с КИ=6,3 с эл. приводом МЭОФ-40/63-0,63У-96К шт.	1	22,0	ЭО НПО "АТЭК"
		Трубопровод пара			
13	1с-11-5	Клапан запорный под приварку Ду50, Ру 6,3 МПа шт.	1	8,6	БКЗ
14	АТЭК-50.002-ОП-С-16	Клапан обратный под приварку Ду50; Ру 1,6 МПа шт.	1	1,3	
15	1с-11-5ЗЧ	Клапан запорный под приварку Ду50, Ру 6,3 МПа шт. с электроприводом ПЭМ-А9М	1	35,5	БКЗ
16	1093-10-0 ТУ 37-022-05015348-98	Клапан трехходовой под приварку Ду10, Ру 13,7 МПа шт.	1	0,94	ОАО "ЦЗМ"
17	1с-13-3	Клапан запорный под приварку Ду20, Ру 16,5 МПа шт.	2	5,4	БКЗ
18	см. чертёж 1/2020-2-ТМ3 (АТК 26-18-5-93) л.28-36	Заглушка с разжимным устройством Ду 20 Ру 4,0 МПа шт. в комплекте с ответными фланцами, крепежом, устройством разжима и токопроводящей перемычкой	1	3,70	ЭО НПО "АТЭК"
19	АТЭК-20.004-ОМ-С-25	Клапан обратный под приварку Ду20; Ру 2,5 МПа шт. Дренаж паропровода	1	3,3	
20	1с-12-2	Клапан запорный под приварку Ду15, Ру 25,0 МПа шт.	2	5,4	БКЗ
		Дренаж мазутопровода			
21	АТЭК-25.018-3М-С-40-РУ	Запорный шаровой кран ручной под приварку Ду25, Ру 4,0 МПа шт.	3	7,0	
22	АТК 26-18-5-93	Задвижка поворотная 2-25-4,0-Ст20 Ду25, Ру 4,0 МПа шт. в комплекте с ответными фланцами, крепежом, устройством разжима и токопроводящей перемычкой	3	3,51	

1/2020-2-ИОС 6					
Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАОР "НП НЧ КБК им. С.П.Тимова" с расширением здания					
Изм.	Код	Лист	Нрок	Подпись	Дата
Разработчик	Шмелева				
Проверил	Корнилова				
ГИП	Локтев				
Н.контр.	Корнилова				
Технологическая схема паромазутопроводов				Страница	Лист
				11	14
АО «ЦЗ»				Формат А4	



Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол	Масса, кг	Примечание
39	АТЖ-15.009-3М-С-40-РУ	Кран шаровый для мазута под приварку Ду32, Ру4,0 МПа	2	3,5	
40	АТЖ-32.062-3М-С-40-РУ	Кран шаровый для мазута под приварку Ду32, Ру4,0 МПа	2	7,2	
41	АТЖ-26-18-5-93	Защелка поворотная 2-15-4,0-Ст20 Ду15, Ру4,0 МПа	шт	2,33	
42	АТЖ-26-18-5-93	Защелка поворотная 2-32-4,0-Ст20 Ду32, Ру4,0 МПа	шт	5,6	
Материал для крепления воздушника и дренажей					
	ГОСТ 8509-93	Уголок 5-50х50х5 ВСт3сп2 ГОСТ 380-2005	м	34,0	3,77
	ГОСТ 2590-2006	Круч ВВ ВСт3сп2 ГОСТ 380-2005	м	12,0	0,222
	ГОСТ 9467-75*	Электроды 3-42А, кг		46,0	
Демонтаж паропровода					
	30с4нк	Задвижка ручная фланцевая Ду150, Ру 6,3 МПа	шт	1	49
	ГОСТ 17378-2001	Переход 219х6-159х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	4,4
	ГОСТ 10705-80*ар.В	Труба 159х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	12,5	17,15
	ГОСТ 10705-80*ар.В	Труба 57х3 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	10,5	3,99
Демонтаж мазутопровода					
	30сб4нк	Задвижка ручная фланцевая Ду100, Ру 4,0 МПа	шт	1	49
	30сб4нк	Задвижка ручная фланцевая Ду80, Ру 4,0 МПа	шт	1	37
	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 108х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	12,5	11,49
	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 89х4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	13,0	8,38

Ведомость опор

Поз	Обозначение	Наименование	Кол	Ду мм	Нагрузка, кг	Масса, кг	Примечание
					Рр	Рк	Ед
						Общ	
1	1/2020-2-ТМ3 к4	Опора поз1	2	150		2,2	4,4
2	1/2020-2-ТМ3 к4	Опора поз2	2	100		2,6	5,2
3	1/2020-2-ТМ3 к4	Опора поз3	2	80		1,1	2,2
4	1/2020-2-ТМ3 к4	Опора поз4	2	50		0,9	1,8
5	1/2020-2-ТМ3 к5	Опора поз5	2	200		6,0	12,0
6	1/2020-2-ТМ3 к5	Опора поз6	2	100		2,6	5,2
7	1/2020-2-ТМ3 к5	Опора поз7	2	80		1,1	2,2
8	1/2020-2-ТМ3 к5	Опора поз8	2	50		0,9	1,8
9	1/2020-2-ТМ3 к6	Опора неподвижная поз9	1	200		6,2	6,2
10	1/2020-2-ТМ3 к7	Опора поз10	1	100		2,6	1,56
11	1/2020-2-ТМ3 к7	Опора поз11	1	80		1,1	1,1
12	1/2020-2-ТМ3 к7	Опора поз12	1	50		0,9	0,9
13	1/2020-2-ТМ3 к8	Опора поз13	1	200		6,0	6,0
14	1/2020-2-ТМ3 к9	Подвеска поз14	1	200		19,8	19,8
15	1/2020-2-ТМ3 к10	Опора поз15	1	200		6,0	6,0
16	1/2020-2-ТМ3 к11	Опора поз16	1	200		2,1	2,1
17	1/2020-2-ТМ3 к11	Опора поз17	1	100		2,6	2,6
18	1/2020-2-ТМ3 к11	Опора поз18	1	80		1,1	1,1
19	1/2020-2-ТМ3 к11	Опора поз19	1	50		0,9	0,9

Итого: 82,02кг

Таблица 1

Поз	Обозначение	Наименование	Код	Масса, кг	Примечание
1	АТЖ-100.285-3М-С-25-РУ	Запорный шаровый кран ручной под приварку Ду100, Ру 2,5 МПа	1	58,7	ЭТО НТВ "КВ"
2	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 108х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	37,0	11,49
3	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-108х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	6	2,8
4	ГОСТ 17375-2001	Отвод 45-108х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	1,4
5	ГОСТ 17375-2001	Тройник П 108х6 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	3,3
5а	ГОСТ 17378-2001	Переход ПК-108х6-57х4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	1,2
Мазутопровод обратный					
6	АТЖ-80.195-3М-С-25-РУ	Запорный шаровый кран ручной под приварку Ду80, Ру 2,5 МПа	шт	1	47,7
7	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 89х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	38,0	8,38
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-89х4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	5	1,5
9	ГОСТ 17375-2001	Отвод 45-89х4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,75
10	ГОСТ 17375-2001	Тройник П 89х6-57х4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	2,0
Трубопровод пара					
11	2с-25-1Н	Задвижка ручная под приварку Ду150, Ру 6,3 МПа	шт	1	148,0
12	1с-11-5	Клан запорный под приварку Ду50, Ру 6,3 МПа	шт	1	8,6
13	2с-35-2	Задвижка ручная под приварку Ду100, Ру 6,3 МПа	шт	1	78,0
14	ГОСТ 10705-80*ар.В	Труба 219х6 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	30,0	31,52
15	ГОСТ 10705-80*ар.В	Труба 159х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	18,5	17,15
16	ГОСТ 10705-80*ар.В	Труба 108х4,0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	3,0	10,259
17	ГОСТ 10705-80*ар.В	Труба 57х3 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	35,0	4,0
18	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-159х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	8	15,0
19	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-108х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	5	6,1
20	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-108х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	2,8
21	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-57х4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	5	0,7
22	ГОСТ 17375-2001	Отвод 45-57х4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,35
23	ГОСТ 17378-2001	Переход 219х6-159х4,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	4,4
24	119 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 108х4,5-200 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	1,44
25	079 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 57х3-50 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	0,36
26	083 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 57х3-150 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	0,35
Материал для дренажей и воздушников					
27	КШЦ Ф.015.040.П/П02	Кран шаровый фланцевый Ду15, Ру4,0 МПа	шт	2	1,7
28	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 18х2 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	100,0	0,789
29	ГОСТ 19904-90	Вариант Лист 2х400х300, ВСт3сп2 ГОСТ 380-2005	шт	5	1,413
30	014 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 18х2-80,100,200 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	3	0,12
31	012 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 18х2-50 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	0,08
32	040 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 38х2-80,100 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,15
33	055 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 38х2-100,150 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,15
34	049 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 32х2-50 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	0,15
35	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 38х2 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	75,0	1,776
36	КШЦ Ф.032.040.П/П02	Кран шаровый фланцевый Ду32, Ру4,0 МПа	шт	2	4,3
37	КШЦ Ф.025.040.П/П02	Кран шаровый фланцевый Ду25, Ру4,0 МПа	шт	1	2,9
38	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 32х2 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	25,0	1,48

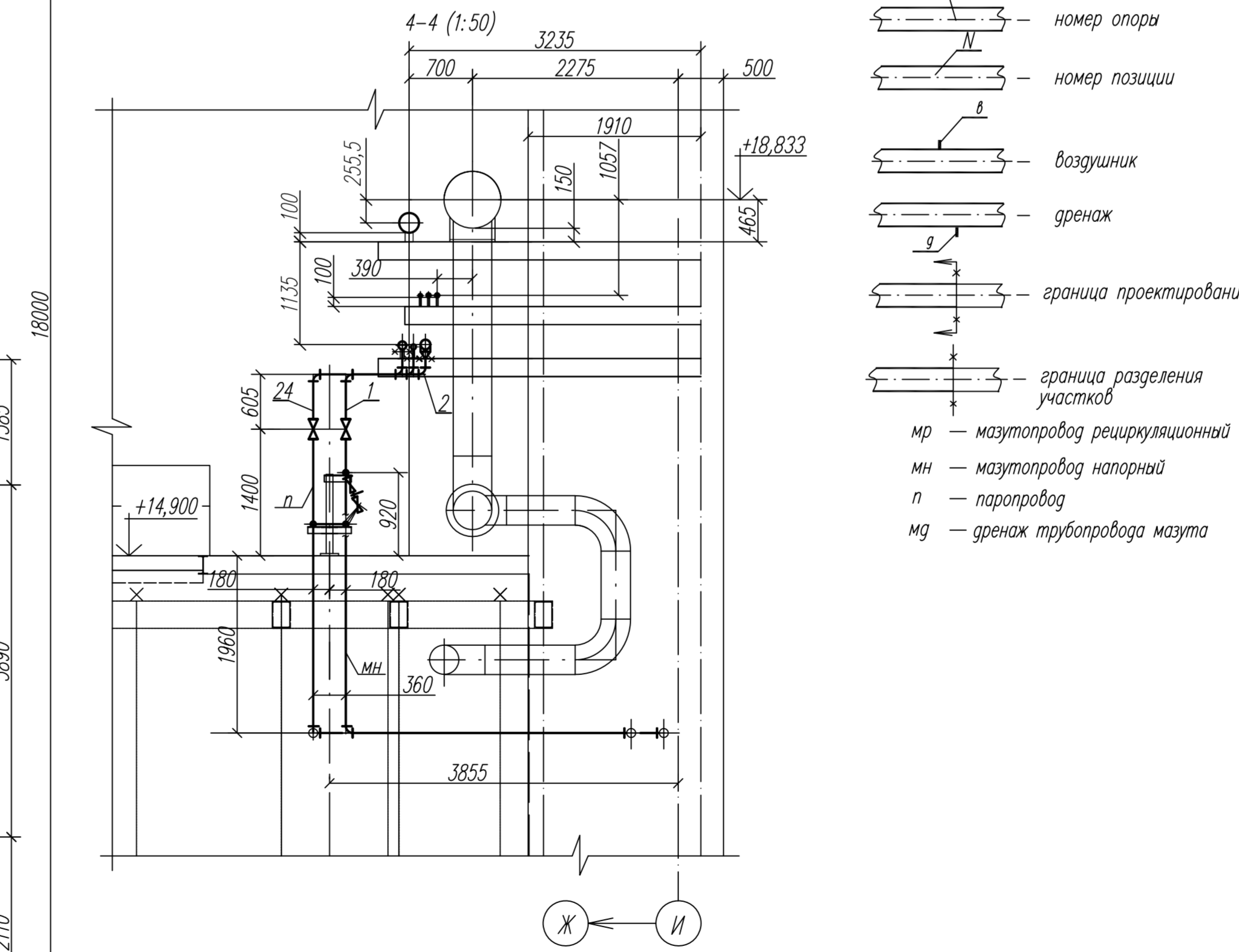
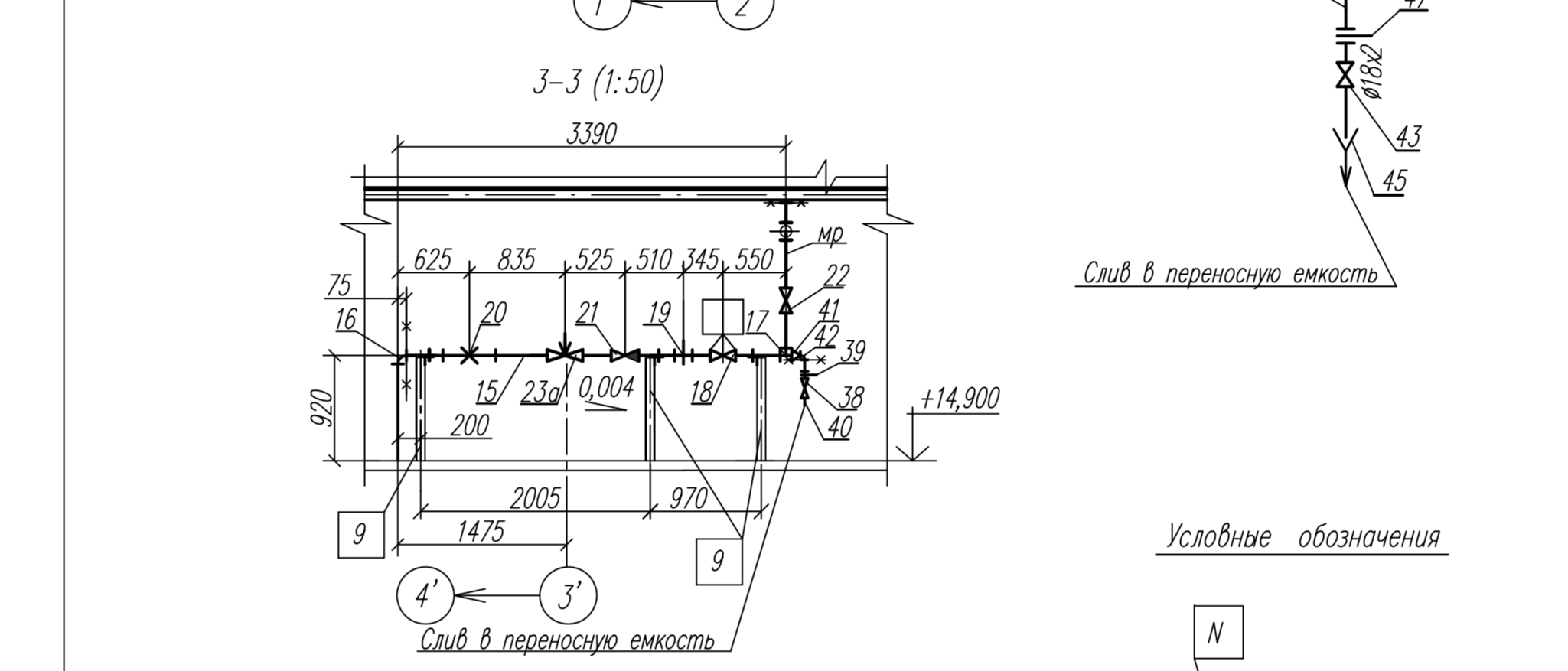
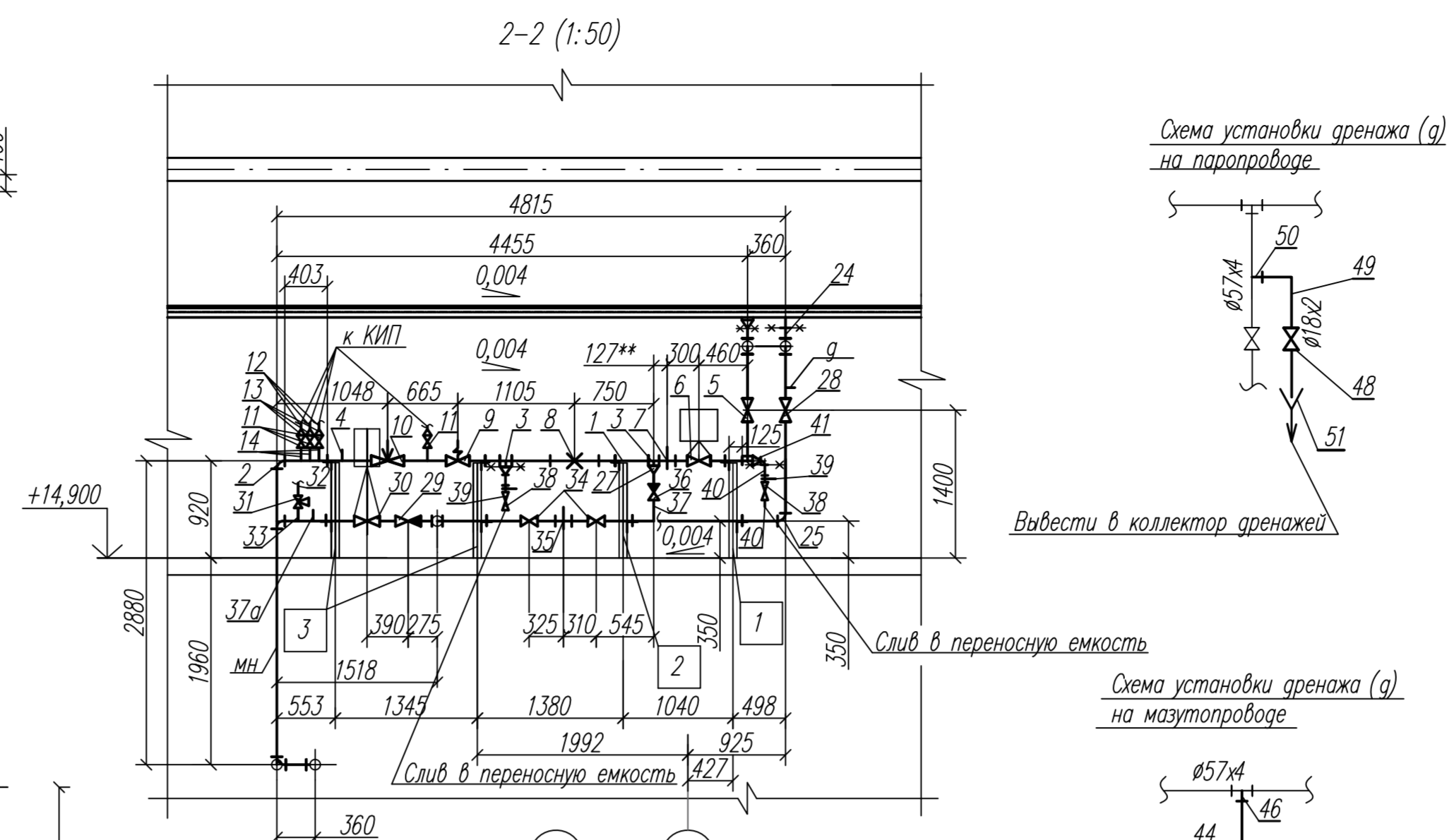
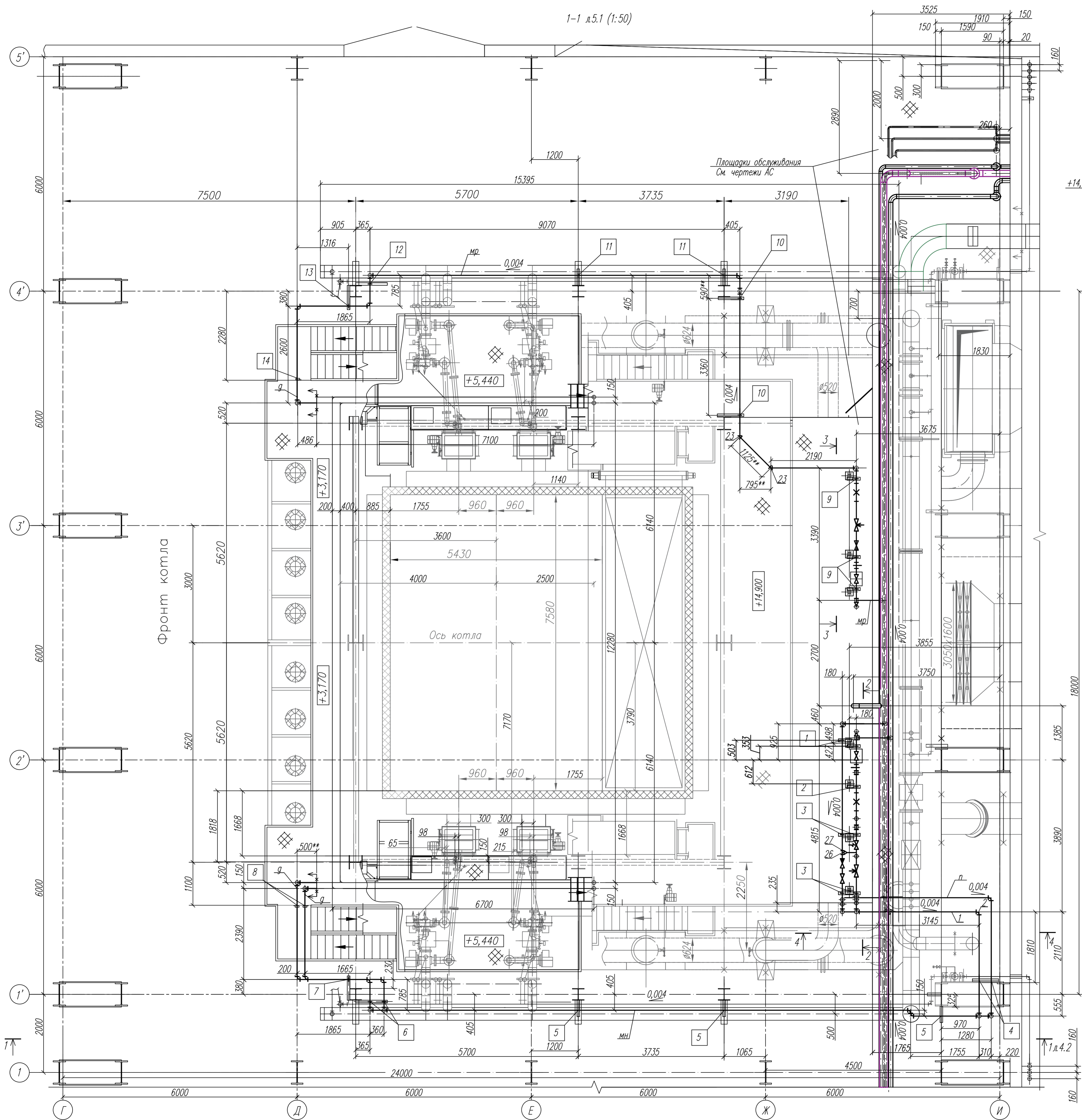
- За отм 0,000 принята отметка чистого пола котельного отделения 132,8.
- Сварные швы по ГОСТ 5264-80*. Сварные стыковые соединения по ГОСТ 16037-80*.
- Категория производства по взрывной, взрыво-пожарной и пожарной безопасности - "Г".
- Строительные конструкции показаны условно.
- ** - Размер уточнить на монтаже.
- Разрезы КИПы, О и В, газозащитопроводы см. отдельные проекты.

М.П. И.П. (подпись и дата) (подпись и дата)

Площади обслуживания см. чертёж АС

- Дренажные трубопроводы гидроиспытать совместно с основными трубопроводами до запорного вентиля.
- На трубопроводах пара и мазута в низших точках установить дренажи, в высших точках установить воздушники.
- Дренажные трубопроводы прокладывать и крепить по месту. Арматуру установить в местах удобных для обслуживания.
- Паромазутопроводы к существующим паровым котлам Е-160-2,4-250ГМ и вновь проектируемому паровому котлу Е-160-2,4-250ГМ
- Паромазутопроводы к существующим паровым котлам Е-160-2,4-250ГМ и вновь проектируемому паровому котлу Е-160-2,4-250ГМ
- Паромазутопроводы Ду<50 прокладывать и крепить по месту с шагом для труб $\delta \le 4\text{м}$, для остальных труб с шагом не более 3м.
- Арматуру устанавливать в местах удобных для обслуживания.
- Трубопровод мазута проложить с уклоном $i=0,004$ в сторону дренажей.
- Трубопровод пара проложить с уклоном $i=0,004$ в сторону дренажей.

1/2020-2-ИОС 6					
Изм.	Код	Лист	Ирек	Полтора	Дата
Разраб.	Шмелева	Установка котла типа Е-160-2,4-250ГМ	П	15	
Пробирка	Корнилова	Паромазутопровода			
Н.контр.	Корнилова	Паромазутопроводы котельной			
		Монтажно-сборный чертёж			



- Условные обозначения**
- номер опоры
 - номер позиции
 - воздушник
 - дренаж
 - граница проектирования
 - граница разделения участков
 - мр — мазутопровод рециркуляционный
 - мн — мазутопровод напорный
 - п — паропровод
 - мг — дренаж трубопровода мазута

10. На паропроводе в низших точках установить дренажи в высших точках установить воздушники
11. Дренажные трубопроводы прокладывать и крепить по месту. Арматуру установить в местах удобных для обслуживания
12. Дренажные трубопроводы гидростатить совместно с основными трубопроводами до запорного вентиля
13. Величину минимального радиусагиба для трубопроводов диаметром менее Ду20 принять по РД 24.203.03-90 табл.4.

Продолжение таблицы 1

Поз	Обозначение	Наименование	Кол	Масса ед, кг	Примечание	
28	1с-11-5	Клапан запорный под приварку Ду50, Ру 6,3 МПа	1	8,6	БКЗ	
29	АТЖ-50.002-0П-С-16	Клапан обратный под приварку Ду50, Ру 6,3 МПа	шт	13,0		
30	1с-11-534	Клапан запорный под приварку Ду50, Ру 6,3 МПа с электроприводом ПЭМ-ВМ	шт	35,5	БКЗ	
31	1093-10-0 ПУ 37-022-05015348-98	Клапан трехходовый под приварку Ду50, Ру 3,7 МПа	шт	0,94	040 "ЧЕРМ" На приварку КИИ	
32	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 14x2-20 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	2,0	0,592 Для установки приборов КИИ	
33	003 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 14x2-20 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013*	шт	1,06	Для установки приборов КИИ	
34	1с-13-3	Клапан запорный под приварку Ду20, Ру 6,3 МПа	2	5,4	БКЗ	
35	см черт. 1/2020-2-ИЭС (АТЖ-26-18-5-93) п.28-36	Защелка с ответными фланцами, крепежом устройством разжима и токопроводящей перемычкой	шт	3,679		
36	АТЖ-20.004-0М-С-25	Клапан обратный под приварку Ду20, Ру 2,5 МПа	шт	3,3	30 НПС "АТЖ"	
37	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 25x2-20 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	3,5	1,134	
37а	01ОСТ08.530.01-82	БолтышканН-М20х1,5-55 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	0,38 для датчика температуры	
38	АТЖ-25.018-3М-С-40-РУ	Запорный шаровый кран ручной под приварку Ду25, Ру 4,0 МПа	3	7,0		
39	АТЖ-26-18-5-93	Защелка с ответными фланцами, крепежом устройством разжима и токопроводящей перемычкой	шт	3,51		
40	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 32x2 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	2,0	1,48	
41	ГОСТ 17378-2001	Перевод ПК-57x4-32x2 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	3	0,3	
42	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-32x3 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,2	
43	АТЖ-15.009-3М-С-40-РУ	Кран шаровый для мазута под приварку Ду15, Ру 4,0 МПа	шт	2	3,5	
44	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 18x2 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	7,0	0,789	
45	ГОСТ 19904-90	Воронка Лист 2x300x300, Вкл.ст.2 ГОСТ 380-2005	шт	2	1,413	
46	012 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 18x2-50 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,08	
47	АТЖ-26-18-5-93	Защелка поворотная 2-15-4,0-Ст20 Ду15, Ру 4,0 МПа	шт	2	2,33	
48	1с-12-2	Клапан запорный под приварку Ду15, Ру 2,5 МПа	шт	2	5,4	БКЗ
49	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 18x2,0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	25,0	0,789	
50	012 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 18x2-50 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,08	
51	ГОСТ 19904-90	Воронка Лист 2x300x300, Вкл.ст.2 ГОСТ 380-2005	шт	2	1,413	
ГОСТ 8509-93	Уголок Б-50x50x5 Вкл.ст.2 ГОСТ 380-2005	м	5,0	3,77		
ГОСТ 2590-2006	Круч 18 Вкл.ст.2 ГОСТ 380-2005	м	1,5	0,222		
ГОСТ 9467-75*	Электроды Э-42А	46,0				

1. За отм. 0.000 принята отметка чистого пола котельного отделения 132,8.
2. Сварные швы по ГОСТ 5264-80*. Сварные стыковые соединения по ГОСТ 16037-80*.
3. Категория производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной безопасности - "1".
4. Строительные конструкции показаны условно.
5. ** - Размер уточнить на монтаже.
6. Раздел КИИ/А, О и В, газозащитопроводов см. отдельные проекты.
7. Паромазутопроводы Ду<50 прокладывать и крепить по месту с шагом для труб $\phi 57$ не более 4м, для остальных труб с шагом не более 3м. Арматуру установить в местах удобных для обслуживания.
8. Трубопровод мазута проложить с уклоном $i=0,004$ в сторону дренажей.
9. Трубопровод пара проложить с уклоном $i=0,004$ в сторону дренажей.

Таблица 1

Поз	Обозначение	Наименование	Кол	Масса ед, кг	Примечание
<u>Мазутопровод прямой</u>					
1	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 57x3,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	45,0	4,618
2	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-57x4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	15	0,7
3	ГОСТ 17376-2001	Тройник Г57x4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	3	0,6
4	01ОСТ08.530.01-82	БолтышканН-М20х1,5-55 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	0,38 для датчика температуры 30 НПС "АТЖ"
5	АТЖ-50.540-3М-С-40-РУ	Запорный шаровый кран ручной под приварку Ду50, Ру 4,0 МПа	шт	1	21,0
6	АТЖ-50.540-3М-С-40-30	Запорный шаровый кран под приварку Ду50, Ру 4,0 МПа с электроприводом МЭ09-100/25-0,25	шт	1	50,0 30 НПС "АТЖ"
7	АТЖ-26-18-5-93	Защелка поворотная 2-50-4,0-Ст20 Ду50, Ру 4,0 МПа	шт	1	9,0
8	—	Ультразвуковое расходомерное устройство	шт	1	— См черт. КИИ и А
9	АТЖ-50.540-БМ-С-40-30	Предохранительно-запорный клапан Ду50, Ру 0,1 МПа с патрубками под приварку для мазута с электроприводом МЭ0-Б3/1-0,25 с блоком управления БПУ и блоком аварийной защиты БАЗ-01М	шт	1	40,5 30 НПС "АТЖ"
10	АТЖ-50.014-РМ-С-25-30	Клапан рециркуляционный для мазута под приварку Ду50, Ру 2,5 МПа с $K_v=6,3$ с электроприводом МЭ09-40/63-0,63У-96К	шт	1	22,0 30 НПС "АТЖ"
11	АТЖ-15.009-3М-С-40-РУ	Кран шаровый для мазута под приварку Ду15, Ру 4,0 МПа	шт	4	3,5
12	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 18x2,0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	2,0	0,789
13	01ОСТ 34 10.754-97	Перевод 15x0 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	4	0,1
14	012 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 18x2-50 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013*	шт	4	0,08
14а	АТЖ-20.011-3М-С-40-РУ	Кран шаровый для мазута под приварку Ду 20, Ру 4,0 МПа	шт	2	3,3
<u>Мазутопровод обратный</u>					
15	ГОСТ 8733-74*ар.В	Труба 57x3,5 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	45,0	4,618
16	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-57x4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	13	0,7
17	ГОСТ 17376-2001	Тройник Г57x4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	0,6
18	АТЖ-50.540-3М-С-40-30	Запорный шаровый кран под приварку Ду50, Ру 4,0 МПа с электроприводом МЭ09-100/25-0,25	шт	1	50,0 30 НПС "АТЖ"
19	АТЖ-26-18-5-93	Защелка поворотная 2-50-4,0-Ст20 Ду50, Ру 4,0 МПа	шт	1	9,0
20	—	Ультразвуковое расходомерное устройство	шт	1	— См черт. КИИ и А
21	АТЖ-50.002-0М-С-25	Клапан обратный под приварку Ду50, Ру 2,5 МПа	шт	1	13,0 30 НПС "АТЖ"
22	АТЖ-50.540-3М-С-40-РУ	Запорный шаровый кран ручной под приварку Ду50, Ру 4,0 МПа	шт	1	21,0 30 НПС "АТЖ"
23	ГОСТ 17375-2001	Отвод 45-57x4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,35
23а	АТЖ-50.014-РМ-С-25-30	Клапан рециркуляционный для мазута под приварку Ду50, Ру 2,5 МПа с $K_v=6,3$ с электроприводом МЭ09-40/63-0,63У-96К	шт	1	22,0 30 НПС "АТЖ"
<u>Трубопровод пара</u>					
24	ГОСТ 10705-80*ар.В	Труба 57x3 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	м	47,0	4,0
25	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-57x4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	17	0,7
26	ГОСТ 17376-2001	Тройник Г57x4 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	1	0,6
27	ГОСТ 17378-2001	Перевод ПК-57x4-25x6 Сталь 20 ГОСТ 1050-2013	шт	2	0,3

1/2020-2-ИЭС 6					
Реконструкция производственно-отопительной котельной ЗАОр "НП НЧ КБЖ им. С.П.Титова" с расширением здания					
Изм.	Код	Лист	Исполн.	Подпись	Дата
Разработчик	Шмелева				
Проверил	Корнилова	Установка котла типа Е-160-2,4-250М	Страница	Лист	Листов
ГИП	Локтев	Паромазутопровод		П	16
Паромазутопровод котла					
Монтажно-сборочный чертёж					
План. Разрез					
ЦТЗ АО «ЦТЗ»					
Формат А2-3					

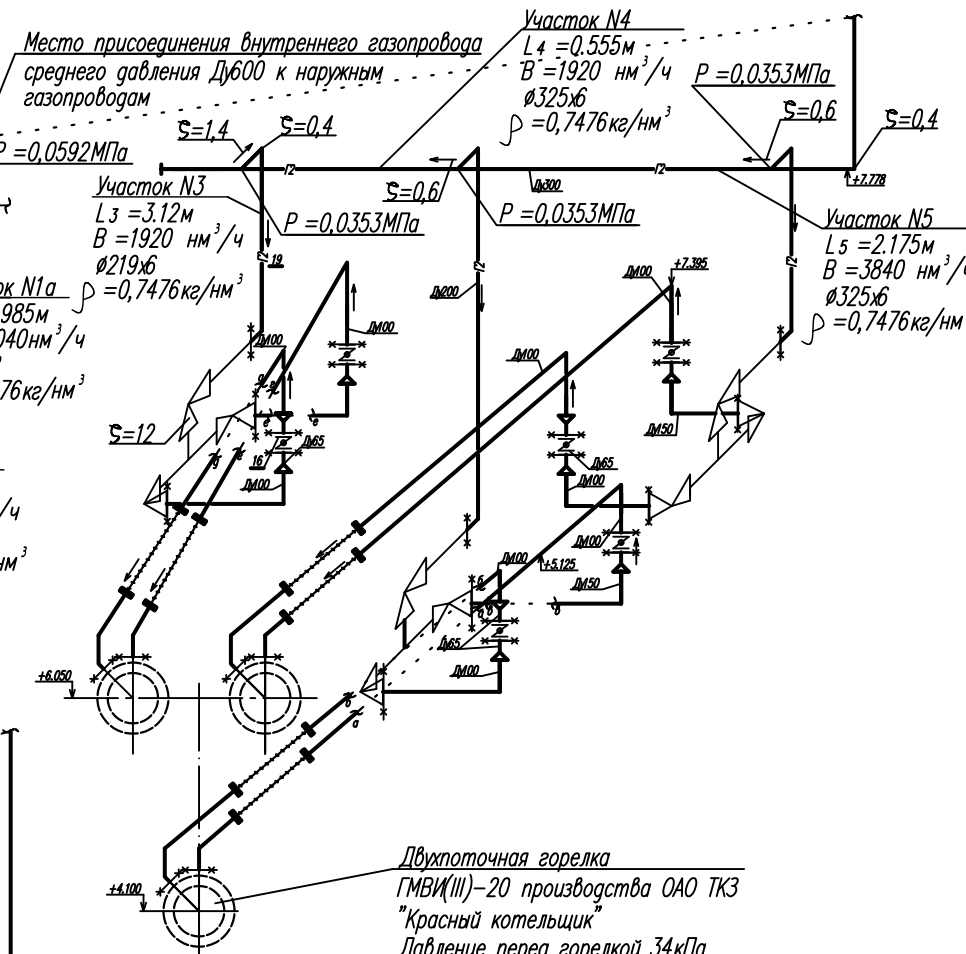
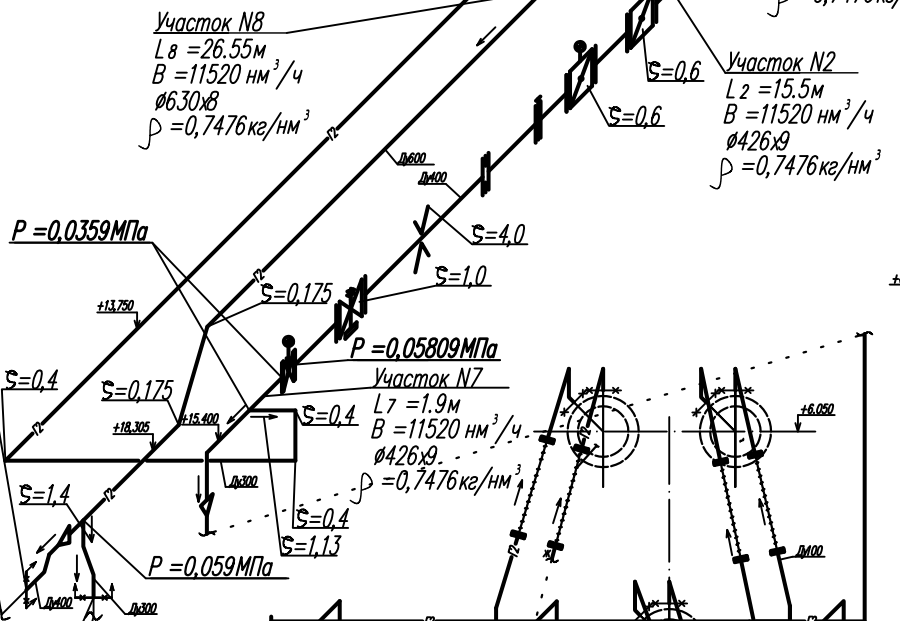
Имя, И. гос.защ. и автор. права

Гидравлический расчет газопровода

Расчетная схема внутреннего газопровода
 Схема 2

К существующему паровому котлу E-160-2,4-250ГМ N1

Место присоединения внутренних газопроводов среднего давления Ду400 к существующим газопроводам Ду400



К существующему паровому котлу E-160-2,4-250ГМ N2

Место присоединения внутренних газопроводов среднего давления Ду300 к существующим газопроводам Ду300

Инв. N подл. Подпись и дата
 Взам. инв. N

Гидравлический расчет газопровода

Участок 1

(см. расчетную схему
наружного газопровода)

Исходные данные:

$P_H := 0.06$	МПа	Давление расчетное избыточное
$P_{Hp} := 0.16$	МПа	Давление расчетное абсолютное
$d_{вн1} := 61.4$	см	Диаметр газопровода внутренний
$L_1 := 65$	м	Длина газопровода $\varnothing 630 \times 8$
$\nu := 14.7 \cdot 10^{-6}$		Коэффициент кинематической вязкости
$\rho_0 := 0.78$		Плотность газа, кг/м ³
$B_2 := 23040$		Расход газа, м ³ /ч

Коэффициенты местных сопротивлений ζ (см. схему 1)

$\zeta_1 := 0.4 \cdot 10$	отвод 90град. 10 шт.
$\zeta_2 := 0.3 \cdot 1$	задвижка клиновья открытая 1 шт.
$\zeta_3 := 0.3$	конфузор 1 шт.
$\zeta_4 := 1.4$	тройник с закрытой задвижкой 1 шт.

$$\Sigma \zeta := \zeta_1 + \zeta_2 + \zeta_3 + \zeta_4$$

$$\Sigma \zeta = 6$$

Потери давления вызваны трением газового потока о внутреннюю стенку трубы и определяются характером течения, критерием которого является число Рейнольдса (Re)

$$Re := \frac{0.0354 B_2}{d_{вн1} \cdot \nu}$$

$$Re = 903649.5$$

При $Re > 100000$

Коэффициент трения составит:

$$\lambda_1 := \frac{1}{(1.82 \log(Re) - 1.64)^2}$$

$$\lambda_1 = 0.011815$$

Расчетная длина газопровода для выбранного участка согласно СП 42-101-2003 определяется по соотношению

$$L_2 := L_1 + \frac{d_{\text{вн1}}}{100 \cdot \lambda_1} \cdot \Sigma \zeta$$

$$L_2 = 376.81 \text{ м}$$

Величина давления газа составит:

$$P_K := \sqrt{P_{\text{Нр}}^2 - \frac{1.2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda_1 \cdot B_2^2}{d_{\text{вн1}}^5} \cdot \rho_o \cdot L_2}$$

$$P_K = 0.1591603 \text{ МПа}$$

Т.о. перепад давления на участке составит:

$$\Delta P := P_{\text{Нр}} - P_K$$

$$\Delta P = 0.00084 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{Нк}} := P_{\text{Н}} - \Delta P$$

$$P_{\text{Нк}} = 0.0592 \text{ МПа}$$

Литература:

1. СП 42-101-2003 (п.3.21-3.31). Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб

Гидравлический расчет газопровода

Участок 1а (см. расчетную схему
внутреннего газопровода)

Исходные данные:

$P_H := 0.0592$ МПа Давление расчетное избыточное

$P_{Hp} := 0.1592$ МПа Давление расчетное абсолютное

$d_{вн1} := 61.4$ см Диаметр газопровода внутренний

$L_1 := 4.985$ м Длина газопровода $\varnothing 630 \times 8$

$\nu := 14.7 \cdot 10^{-6}$ Коэффициент кинематической вязкости

$\rho_0 := 0.7476$ Плотность газа, кг/нм³

$B_2 := 23040$ Расход газа, нм³/ч

Коэффициенты местных сопротивлений ζ (см. схему 2)

$\zeta_1 := 0.41$ Отвод 90град. 1 шт.

$\zeta_2 := 0$

$\zeta_3 := 0$

$$\Sigma \zeta := \zeta_1 + \zeta_2 + \zeta_3$$

$$\Sigma \zeta = 0.4$$

Потери давления вызваны трением газового потока о внутреннюю стенку трубы и определяются характером течения, критерием которого является число Рейнольдса (Re)

$$Re := \frac{0.0354 B_2}{d_{вн1} \cdot \nu}$$

$$Re = 903649.5$$

При $Re > 100000$

Коэффициент трения составит:

$$\lambda_1 := \frac{1}{(1.82 \log(Re) - 1.64)^2}$$

$$\lambda_1 = 0.011815$$

Расчетная длина газопровода для выбранного участка согласно СП 42-101-2003 определяется по соотношению

$$L_2 := L_1 + \frac{d_{BH1}}{100 \cdot \lambda_1} \cdot \Sigma \zeta$$

$$L_2 = 25.77 \text{ м}$$

Величина давления газа составит:

$$P_K := \sqrt{P_{Hr}^2 - \frac{1.2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda_1 \cdot B_2^2}{d_{BH1}^5} \cdot \rho_o \cdot L_2}$$

$$P_K = 0.1591448 \text{ МПа}$$

То. перепад давления на участке составит:

$$\Delta P := P_{Hr} - P_K$$

$$\Delta P = 5.518707 \times 10^{-5} \text{ МПа}$$

$$P_{HK} := P_H - \Delta P$$

$$P_{HK} = 0.0591 \text{ МПа}$$

Литература:

1. СП 42-101-2003 (п.3.21-3.31). Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб

Гидравлический расчет газопровода

Участок 2 (см. расчетную схему
внутреннего газопровода)

Исходные данные:

$P_H := 0.0591$	МПа	Давление расчетное избыточное
$P_{Hp} := 0.1591$	МПа	Давление расчетное абсолютное
$d_{вн1} := 40.8$	см	Диаметр газопровода внутренний
$L_1 := 15.5$	м	Длина газопровода $\varnothing 426 \times 9$
$\nu := 14.7 \cdot 10^{-6}$		Коэффициент кинематической вязкости
$\rho_0 := 0.7476$		Плотность газа, кг/м ³
$B_2 := 11520$		Расход газа, м ³ /ч

Коэффициенты местных сопротивлений ζ (см. схему 2)

$\zeta_1 := 0.41$	Отвод 90град. 1 шт.
$\zeta_2 := 0.62$	Затвор дисковый 2 шт.
$\zeta_3 := 4$	Измерительная диафрагма 1 шт.
$\zeta_4 := 1.0$	Клапан отсечной 1 шт.

$$\Sigma \zeta := \zeta_1 + \zeta_2 + \zeta_3 + \zeta_4$$

$$\Sigma \zeta = 6.6$$

Потери давления вызваны трением газового потока о внутреннюю стенку трубы и определяются характером течения, критерием которого является число Рейнольдса (Re)

$$Re := \frac{0.0354 B_2}{d_{вн1} \cdot \nu}$$

$$Re = 679952$$

При $Re > 100000$

Коэффициент трения составит:

$$\lambda_1 := \frac{1}{(1.82 \log(Re) - 1.64)^2}$$

$$\lambda_1 = 0.0124142$$

Расчетная длина газопровода для выбранного участка согласно СП 42-101-2003 определяется по соотношению

$$L_2 := L_1 + \frac{d_{\text{вн1}}}{100 \cdot \lambda_1} \cdot \Sigma \zeta$$

$$L_2 = 232.41 \text{ м}$$

Величина давления газа составит:

$$P_K := \sqrt{P_{\text{Нр}}^2 - \frac{1.2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda_1 \cdot B_2^2}{d_{\text{вн1}}^5} \cdot \rho_o \cdot L_2}$$

$$P_K = 0.1580873 \text{ МПа}$$

Т.о. перепад давления на участке составит:

$$\Delta P := P_{\text{Нр}} - P_K$$

$$\Delta P = 0.001013 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{Нк}} := P_{\text{Н}} - \Delta P$$

$$P_{\text{Нк}} = 0.05809 \text{ МПа}$$

Литература:

1. СП 42-101-2003 (п.3.21-3.31). Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб

Гидравлический расчет газопровода

Участок 3

(см. расчетную схему
внутреннего газопровода)

Исходные данные:

$P_K := 0.034$	МПа	Давление расчетное избыточное
$P_{Kp} := 0.134$	МПа	Давление расчетное абсолютное
$d_{вн1} := 20.7$	см	Диаметр газопровода внутренний
$L_1 := 3.12$	м	Длина газопровода $\varnothing 219 \times 6$
$\nu := 14.7 \cdot 10^{-6}$		Коэффициент кинематической вязкости
$\rho_0 := 0.7476$		Плотность газа, кг/м ³
$B_2 := 1920$		Расход газа, м ³ /ч

Коэффициенты местных сопротивлений ζ (см. схему 2)

$\zeta_1 := 0.42$	Отвод 90град. 2 шт.
$\zeta_2 := 16.1$	Блок Амакс 1 шт.
$\zeta_3 := 1.4$	Потери в ответвлении 1 шт.
$\zeta_4 := 0$	
$\zeta_5 := 0$	

$$\Sigma \zeta := \zeta_1 + \zeta_2 + \zeta_3 + \zeta_4 + \zeta_5$$

$$\Sigma \zeta = 18.2$$

Потери давления вызваны трением газового потока о внутреннюю стенку трубы и определяются характером течения, критерием которого является число Рейнольдса (Re)

$$Re := \frac{0.0354 B_2}{d_{вн1} \cdot \nu}$$

$$Re = 223365.9$$

При $Re > 100000$

Коэффициент трения составит:

$$\lambda_1 := \frac{1}{(1.82 \log(Re) - 1.64)^2}$$

$$\lambda_1 = 0.0152596$$

Расчетная длина газопровода для выбранного участка согласно СП 42-101-2003 определяется по соотношению

$$L_2 := L_1 + \frac{d_{\text{вн1}}}{100 \cdot \lambda_1} \cdot \Sigma \zeta$$

$$L_2 = 250.01 \text{ м}$$

Величина давления газа составит:

$$P_H := \sqrt{P_{\text{Кр}}^2 + \frac{1.2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda_1 \cdot B_2^2}{d_{\text{вн1}}^5} \cdot \rho_o \cdot L_2}$$

$$P_H = 0.1353033 \text{ МПа}$$

Т.о. перепад давления на участке составит:

$$\Delta P := P_H - P_{\text{Кр}}$$

$$\Delta P = 0.001303 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{Нк}} := P_{\text{К}} + \Delta P$$

$$P_{\text{Нк}} = 0.0353 \text{ МПа}$$

Литература:

1. СП 42-101-2003 (п.3.21-3.31). Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб

Гидравлический расчет газопровода

Участок 4

(см. расчетную схему
внутреннего газопровода)

Исходные данные:

$P_K := 0.0353$	МПа	Давление расчетное избыточное
$P_{Kp} := 0.1353$	МПа	Давление расчетное абсолютное
$d_{вн1} := 31.3$	см	Диаметр газопровода внутренний
$L_1 := 0.555$	м	Длина газопровода $\varnothing 325 \times 6$
$\nu := 14.7 \cdot 10^{-6}$		Коэффициент кинематической вязкости
$\rho_0 := 0.7476$		Плотность газа, кг/м ³
$B_2 := 1920$		Расход газа, м ³ /ч

Коэффициенты местных сопротивлений ζ (см. схему 2)

$\zeta_1 := 0$	Отвод 90град. 0 шт.
$\zeta_2 := 0$	Блок Амакс 0 шт.
$\zeta_3 := 0.6$	Потери на проход 1 шт.
$\zeta_4 := 0$	
$\zeta_5 := 0$	

$$\Sigma \zeta := \zeta_1 + \zeta_2 + \zeta_3 + \zeta_4 + \zeta_5$$

$$\Sigma \zeta = 0.6$$

Потери давления вызваны трением газового потока о внутреннюю стенку трубы и определяются характером течения, критерием которого является число Рейнольдса (Re)

$$Re := \frac{0.0354 B_2}{d_{вн1} \cdot \nu}$$

$$Re = 147721.2$$

При $Re > 100000$

Коэффициент трения составит:

$$\lambda_1 := \frac{1}{(1.82 \log(Re) - 1.64)^2}$$

$$\lambda_1 = 0.0165706$$

Расчетная длина газопровода для выбранного участка согласно СП 42-101-2003 определяется по соотношению

$$L_2 := L_1 + \frac{d_{\text{вн1}}}{100 \cdot \lambda_1} \cdot \Sigma \zeta$$

$$L_2 = 11.89 \text{ м}$$

Величина давления газа составит:

$$P_H := \sqrt{P_{\text{Кр}}^2 + \frac{1.2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda_1 \cdot B_2^2}{d_{\text{вн1}}^5} \cdot \rho_o \cdot L_2}$$

$$P_H = 0.1353085 \text{ МПа}$$

Т.о. перепад давления на участке составит:

$$\Delta P := P_H - P_{\text{Кр}}$$

$$\Delta P = 8.472792 \times 10^{-6} \text{ МПа}$$

$$P_{\text{Нк}} := P_{\text{К}} + \Delta P$$

$$P_{\text{Нк}} = 0.0353 \text{ МПа}$$

Литература:

1. СП 42-101-2003 (п.3.21-3.31). Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб

Гидравлический расчет газопровода

Участок 5

(см. расчетную схему
внутреннего газопровода)

Исходные данные:

$P_K := 0.0353$	МПа	Давление расчетное избыточное
$P_{Kp} := 0.1353$	МПа	Давление расчетное абсолютное
$d_{вн1} := 31.3$	см	Диаметр газопровода внутренний
$L_1 := 2.175$	м	Длина газопровода $\varnothing 325 \times 6$
$\nu := 14.7 \cdot 10^{-6}$		Коэффициент кинематической вязкости
$\rho_0 := 0.7476$		Плотность газа, кг/м ³
$B_2 := 3840$		Расход газа, м ³ /ч

Коэффициенты местных сопротивлений ζ (см. схему 2)

$\zeta_1 := 0$	Отвод 90град. 0 шт.
$\zeta_2 := 0$	Блок Амакс 0 шт.
$\zeta_3 := 0.6$	Потери на проход 1 шт.
$\zeta_4 := 0$	
$\zeta_5 := 0$	

$$\Sigma \zeta := \zeta_1 + \zeta_2 + \zeta_3 + \zeta_4 + \zeta_5$$

$$\Sigma \zeta = 0.6$$

Потери давления вызваны трением газового потока о внутреннюю стенку трубы и определяются характером течения, критерием которого является число Рейнольдса (Re)

$$Re := \frac{0.0354 B_2}{d_{вн1} \cdot \nu}$$

$$Re = 295442.4$$

При $Re > 100000$

Коэффициент трения составит:

$$\lambda_1 := \frac{1}{(1.82 \log(Re) - 1.64)^2}$$

$$\lambda_1 = 0.0144592$$

Расчетная длина газопровода для выбранного участка согласно СП 42-101-2003 определяется по соотношению

$$L_2 := L_1 + \frac{d_{\text{вн1}}}{100 \cdot \lambda_1} \cdot \Sigma \zeta$$

$$L_2 = 15.16 \text{ м}$$

Величина давления газа составит:

$$P_H := \sqrt{P_{\text{Кр}}^2 + \frac{1.2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda_1 \cdot B_2^2}{d_{\text{вн1}}^5} \cdot \rho_o \cdot L_2}$$

$$P_H = 0.1353377 \text{ МПа}$$

Т.о. перепад давления на участке составит:

$$\Delta P := P_H - P_{\text{Кр}}$$

$$\Delta P = 3.771532 \times 10^{-5} \text{ МПа}$$

$$P_{\text{Нк}} := P_{\text{К}} + \Delta P$$

$$P_{\text{Нк}} = 0.0353 \text{ МПа}$$

Литература:

1. СП 42-101-2003 (п.3.21-3.31). Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб

Гидравлический расчет газопровода

Участок 6

(см. расчетную схему
внутреннего газопровода)

Исходные данные:

$P_K := 0.0353$	МПа	Давление расчетное избыточное
$P_{Kp} := 0.1353$	МПа	Давление расчетное абсолютное
$d_{вн1} := 31.3$	см	Диаметр газопровода внутренний
$L_1 := 37.34$	м	Длина газопровода $\varnothing 325 \times 6$
$\nu := 14.7 \cdot 10^{-6}$		Коэффициент кинематической вязкости
$\rho_0 := 0.7476$		Плотность газа, кг/м ³
$B_2 := 5760$		Расход газа, м ³ /ч

Коэффициенты местных сопротивлений ζ (см. схему 2)

$\zeta_1 := 0.45$	Отвод 90град. 5 шт.
$\zeta_2 := 0$	Блок Амакс 0 шт.
$\zeta_3 := 1.13$	Потери на проход 1 шт.
$\zeta_4 := 0$	
$\zeta_5 := 0$	

$$\Sigma \zeta := \zeta_1 + \zeta_2 + \zeta_3 + \zeta_4 + \zeta_5$$

$$\Sigma \zeta = 3.13$$

Потери давления вызваны трением газового потока о внутреннюю стенку трубы и определяются характером течения, критерием которого является число Рейнольдса (Re)

$$Re := \frac{0.0354 B_2}{d_{вн1} \cdot \nu}$$

$$Re = 443163.6$$

При $Re > 100000$

Коэффициент трения составит:

$$\lambda_1 := \frac{1}{(1.82 \log(Re) - 1.64)^2}$$

$$\lambda_1 = 0.013406$$

Расчетная длина газопровода для выбранного участка согласно СП 42-101-2003 определяется по соотношению

$$L_2 := L_1 + \frac{d_{вн1}}{100 \cdot \lambda_1} \cdot \Sigma \zeta$$

$$L_2 = 110.42 \text{ м}$$

Величина давления газа составит:

$$P_H := \sqrt{P_{Кр}^2 + \frac{1.2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda_1 \cdot B_2^2}{d_{вн1}^5} \cdot \rho_o \cdot L_2}$$

$$P_H = 0.1358718 \text{ МПа}$$

Т.о. перепад давления на участке составит:

$$\Delta P := P_H - P_{Кр}$$

$$\Delta P = 0.000572 \text{ МПа}$$

$$P_{Нк} := P_K + \Delta P$$

$$P_{Нк} = 0.0359 \text{ МПа}$$

Литература:

1. СП 42-101-2003 (п.3.21-3.31). Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб

Гидравлический расчет газопровода

Участок 7

(см. расчетную схему
внутреннего газопровода)

Исходные данные:

$P_K := 0.0359$	МПа	Давление расчетное избыточное
$P_{Kp} := 0.1359$	МПа	Давление расчетное абсолютное
$d_{вн1} := 40.8$	см	Диаметр газопровода внутренний
$L_1 := 1.9$	м	Длина газопровода $\varnothing 630 \times 6$
$\nu := 14.7 \cdot 10^{-6}$		Коэффициент кинематической вязкости
$\rho_0 := 0.7476$		Плотность газа, кг/м ³
$B_2 := 11520$		Расход газа, м ³ /ч

Коэффициенты местных сопротивлений ζ (см. схему 2)

$\zeta_1 := 0$	Отвод 90град. 0 шт.
$\zeta_2 := 0$	Блок Амакс 0 шт.
$\zeta_3 := 0$	Потери на проход 0шт.
$\zeta_4 := 0$	
$\zeta_5 := 0$	

$$\Sigma \zeta := \zeta_1 + \zeta_2 + \zeta_3 + \zeta_4 + \zeta_5$$

$$\Sigma \zeta = 0$$

Потери давления вызваны трением газового потока о внутреннюю стенку трубы и определяются характером течения, критерием которого является число Рейнольдса (Re)

$$Re := \frac{0.0354 B_2}{d_{вн1} \cdot \nu}$$

$$Re = 679952$$

При $Re > 100000$

Коэффициент трения составит:

$$\lambda_1 := \frac{1}{(1.82 \log(Re) - 1.64)^2}$$

$$\lambda_1 = 0.0124142$$

Расчетная длина газопровода для выбранного участка согласно СП 42-101-2003 определяется по соотношению

$$L_2 := L_1 + \frac{d_{\text{вн1}}}{100 \cdot \lambda_1} \cdot \Sigma \zeta$$

$$L_2 = 1.9 \quad \text{м}$$

Величина давления газа составит:

$$P_H := \sqrt{P_{\text{Кр}}^2 + \frac{1.2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda_1 \cdot B_2^2}{d_{\text{вн1}}^5} \cdot \rho_o \cdot L_2}$$

$$P_H = 0.1359097 \quad \text{МПа}$$

Т.о. перепад давления на участке составит:

$$\Delta P := P_H - P_{\text{Кр}}$$

$$\Delta P = 9.661432 \times 10^{-6} \quad \text{МПа}$$

$$P_{\text{Нк}} := P_{\text{К}} + \Delta P$$

$$P_{\text{Нк}} = 0.0359 \quad \text{МПа}$$

Литература:

1. СП 42-101-2003 (п.3.21-3.31). Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб

Гидравлический расчет газопровода

Участок 8 (см. расчетную схему
внутреннего газопровода)

Исходные данные:

$P_H := 0.0591$	МПа	Давление расчетное избыточное
$P_{Hp} := 0.1591$	МПа	Давление расчетное абсолютное
$d_{вн1} := 61.4$	см	Диаметр газопровода внутренний
$L_1 := 26.55$	м	Длина газопровода $\varnothing 630 \times 8$
$\nu := 14.7 \cdot 10^{-6}$		Коэффициент кинематической вязкости
$\rho_0 := 0.7476$		Плотность газа, кг/м ³
$B_2 := 11520$		Расход газа, м ³ /ч

Коэффициенты местных сопротивлений ζ (см. схему 2)

$\zeta_1 := 0.1752$	Отвод 45град. 2 шт.
$\zeta_2 := 1.7$	Потери на проход (тройник) 1 шт.
$\zeta_3 := 1.4$	Потери в колене 1 шт.

$$\Sigma \zeta := \zeta_1 + \zeta_2 + \zeta_3$$

$$\Sigma \zeta = 3.45$$

Потери давления вызваны трением газового потока о внутреннюю стенку трубы и определяются характером течения, критерием которого является число Рейнольдса (Re)

$$Re := \frac{0.0354 B_2}{d_{вн1} \cdot \nu}$$

$$Re = 451824.8$$

При $Re > 100000$

Коэффициент трения составит:

$$\lambda_1 := \frac{1}{(1.82 \log(Re) - 1.64)^2}$$

$$\lambda_1 = 0.0133586$$

Расчетная длина газопровода для выбранного участка согласно СП 42-101-2003 определяется по соотношению

$$L_2 := L_1 + \frac{d_{BH1}}{100 \cdot \lambda_1} \cdot \Sigma \zeta$$

$$L_2 = 185.12 \text{ м}$$

Величина давления газа составит:

$$P_K := \sqrt{P_{Hr}^2 - \frac{1.2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda_1 \cdot B_2^2}{d_{BH1}^5} \cdot \rho_o \cdot L_2}$$

$$P_K = 0.1589879 \text{ МПа}$$

То. перепад давления на участке составит:

$$\Delta P := P_{Hr} - P_K$$

$$\Delta P = 0.000112 \text{ МПа}$$

$$P_{HK} := P_H - \Delta P$$

$$P_{HK} = 0.059 \text{ МПа}$$

Литература:

1. СП 42-101-2003 (п.3.21-3.31). Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб

Расчет газопровода на прочность и устойчивость.

Расчет газопровода на прочность и устойчивость

1. Нагрузки и воздействия

Собственный вес единицы газопровода определяется:

- $\rho_q := 7850$ - плотность материала труб, кг/м³;
 $d_e := 0.108$ - наружный диаметр газопровода, м;
 $t_{nom} := 0.0045$ - номинальная толщина стенки труб, м
 $g := 9.8$ - ускорение свободного падения, м/с²;

$$q_q := \pi \cdot \rho_q \cdot g \cdot (d_e - t_{nom}) \cdot t_{nom}$$

$$q_q = 112.56$$

Н/м

Вес транспортируемого газа в единице длины газопровода определяется:

- $p := 0.06$ - рабочее давление, МПа;

$$q_g := 10^2 \cdot p \cdot (d_e - 2 \cdot t_{nom})^2$$

$$q_g = 0.059$$

Н/м

Вес снега на единицу длины надземного газопровода:

- $c_e := 1$ - коэффициент, учитывающий сно с снега с покрытий зданий под действием ветра или иных факторов, принимаемый в соотв. с п.10.9 СП 20.13330.2011;

- $c_t := 1$ - термический коэффициент, принимаемый в соответствии с п.10.10 СП 20.13330.2011;

- $\mu := 0.2$ - коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие, принимаемый в соответствии с п.10.1-10.4 СП 20.13330.2011 Приложение Г или (СП42-102-2004)

- $S_g := 3200$ - вес снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, принимаемый в соответствии с п.10.2 СП 20.13330.2011 3,2 кПа (3200Н/м²).
город Набережные Челны относится к V району по снеговой нагрузке

Нормативное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия следует определять по формуле (п10.1 СП20.13330-2011):

- Коэффициент 0,7-для района со средней температурой января -15°C и ниже (в нашем случае средняя температура января -15.0 °C).

$$s_o := 0.7 \cdot c_e \cdot c_t \cdot \mu \cdot S_g \quad s_o = 448 \quad \text{н/м}^2$$

$\mu_c := 0.2$ для газопроводов диаметром до 630 мм;
СП 42-102-2003 п.5.79

$$v_s := \mu_c \cdot s_o \cdot d_e \quad v_s = 9.677 \quad \text{н/м}$$

Вес обледенения на единицу длины надземного газопровода:

значение толщины стенки гололеда по высоте по карте оледенений
России (II район обледенения)

$t_i := 0.005$ - толщина слоя, м, принимается по СП 20.13330.2011

$\gamma_i := 9000$ - плотность гололеда, принимается по СП 20.13330.2011;

$$v_i := 1.9 \cdot t_i \cdot \gamma_i \cdot d_e \quad v_i = 9.234 \quad \text{н/м}^3$$

Ветровая нагрузка на единицу длины надземного газопровода,
действующая перпендикулярно его осевой вертикальной плоскости:

$w_0 := 300$ - нормативное значение ветрового давления в зависимости
от ветрового района России (II ветровой район) по СП
20.13330.2011 (п.11.1.4 табл.11.1) 0,3 кПа

$k := 0.5$ - коэффициенты принимаемые по таблице 7 ст.36

$\zeta := 1.22$ СП42-102-2004 в зависимости от типа местности.

$$w_n := w_0 \cdot d_e \cdot k \cdot (1 + 0.7 \cdot \zeta) \quad w_n = 30.035 \quad \text{н/м}$$

Расчетное сопротивление:

$R_{ип} := 470$ - МПа соответственно временное сопротивление и
предел текучести материала труб по ТУ 14-3-1128-2000

$R_{уп} := 265$

Принимаем: $R := \min \left(\frac{R_{ип}}{2.6} \cdot \frac{R_{уп}}{1.5} \right) \quad \frac{R_{ип}}{2.6} = 180.769 \quad \frac{R_{уп}}{1.5} = 176.667$

$R := 180.769$ МПа

2. Определение пролетов надземных газопроводов.

Величина среднего пролета газопровода из условия статической прочности, которое должно удовлетворяться во всех случаях:

$t_{\text{ном}} = 0.0045$ - номинальная толщина стенки труб, м;

при этом в выражении для q из нагрузок снеговой v_s и гололедной v_l принимается одна - большая.

$$q := \left[(q_q + q_g + v_s)^2 + w_n^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$q = 125.933 \quad \text{Н/м}$$

$$L_{\text{СТ}} := (d_e - t_{\text{ном}}) \cdot \left(3 \cdot \pi \cdot t_{\text{ном}} \cdot \frac{R}{q} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot \left[1 - 0.75 \cdot \left[p \cdot \frac{(d_e - 1.2 \cdot t_{\text{ном}})^2}{2 \cdot t_{\text{ном}} \cdot R} \right]^2 \right]^{\frac{1}{4}} \cdot 10^3$$

$$L_{\text{СТ}} = 25.537 \quad \text{м}$$

При прокладке надземных газопроводов по стенам зданий и сооружений расчет на динамическую устойчивость не требуется.

Литература:

1. СП 42-102-2004. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб

Расчет газопровода на прочность и устойчивость

1. Нагрузки и воздействия

Собственный вес единицы газопровода определяется:

- $\rho_q := 7850$ - плотность материала труб, кг/м³;
 $d_e := 0.325$ - наружный диаметр газопровода, м;
 $t_{nom} := 0.008$ - номинальная толщина стенки труб, м
 $g := 9.8$ - ускорение свободного падения, м/с²;

$$q_q := \pi \cdot \rho_q \cdot g \cdot (d_e - t_{nom}) \cdot t_{nom}$$

$$q_q = 612.91 \quad \text{н/м}$$

Вес транспортируемого газа в единице длины газопровода определяется:

- $p := 0.06$ - рабочее давление, МПа;

$$q_g := 10^2 \cdot p \cdot (d_e - 2 \cdot t_{nom})^2$$

$$q_g = 0.573 \quad \text{н/м}$$

Вес снега на единицу длины надземного газопровода:

- $c_e := 1$ - коэффициент, учитывающий сно с снега с покрытий зданий под действием ветра или иных факторов, принимаемый в соотв. с п.10.9 СП 20.13330.2011;

- $c_t := 1$ - термический коэффициент, принимаемый в соответствии с п.10.10 СП 20.13330.2011;

- $\mu := 0.2$ - коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие, принимаемый в соответствии с п.10.1-10.4 СП 20.13330.2011 Приложение Г или (СП42-102-2004)

- $S_g := 3200$ - вес снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, принимаемый в соответствии с п.10.2 СП 20.13330.2011 3,2 кПа (3200н/м²).
город Набережные Челны относится к V району по снеговой нагрузке

Нормативное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия следует определять по формуле (п.10.1 СП20.13330-2011):

- Коэффициент 0,7-для района со средней температурой января -15°C и ниже (в нашем случае средняя температура января -15.0 °C).

$$s_o := 0.7 \cdot c_e \cdot c_t \cdot \mu \cdot S_g \quad s_o = 448 \quad \text{н/м}^2$$

$\mu_c := 0.2$ для газопроводов диаметром 630 мм;
СП 42-102-2003 п.5.79

$$v_s := \mu_c \cdot s_o \cdot d_e \quad v_s = 29.12 \quad \text{н/м}$$

Вес обледенения на единицу длины надземного газопровода:

значение толщины стенки гололеда по высоте по карте оледенений
России (II район обледенения)

$t_i := 0.005$ - толщина слоя, м, принимается по СП 20.13330.2011

$\gamma_i := 9000$ - плотность гололеда, принимается по СП 20.13330.2011;

$$v_i := 1.9 \cdot t_i \cdot \gamma_i \cdot d_e \quad v_i = 27.788 \quad \text{н/м}^3$$

Ветровая нагрузка на единицу длины надземного газопровода,
действующая перпендикулярно его осевой вертикальной плоскости:

$w_0 := 300$ - нормативное значение ветрового давления в зависимости
от ветрового района России (II ветровой район) по СП
20.13330.2011 (п.11.1.4 табл.11.1) 0,3 кПа

$k := 0.5$ - коэффициенты принимаемые по таблице 7 ст.36
СП42-102-2004 в зависимости от типа местности.

$\zeta := 1.22$

$$w_n := w_0 \cdot d_e \cdot k \cdot (1 + 0.7 \cdot \zeta) \quad w_n = 90.383 \quad \text{н/м}$$

Расчетное сопротивление:

$R_{ип} := 470$ - МПа соответственно временное сопротивление и
предел текучести материала труб по ТУ 14-3-1128-2000

$R_{уп} := 265$

Принимаем: $R := \min \left(\frac{R_{ип}}{2.6} \cdot \frac{R_{уп}}{1.5} \right) \quad \frac{R_{ип}}{2.6} = 180.769 \quad \frac{R_{уп}}{1.5} = 176.667$

$R := 180.769$ МПа

2. Определение пролетов надземных газопроводов.

Величина среднего пролета газопровода из условия статической прочности, которое должно удовлетворяться во всех случаях:

$t_{\text{ном}} = 0.008$ - номинальная толщина стенки труб, м;

при этом в выражении для q из нагрузок снеговой v_s и гололедной v_l принимается одна - большая.

$$q := \left[(q_q + q_g + v_s)^2 + w_n^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$q = 648.925 \quad \text{Н/м}$$

$$L_{\text{СТ}} := (d_e - t_{\text{ном}}) \cdot \left(3 \cdot \pi \cdot t_{\text{ном}} \cdot \frac{R}{q} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot \left[1 - 0.75 \cdot \left[p \cdot \frac{(d_e - 1.2 \cdot t_{\text{ном}})^2}{2 \cdot t_{\text{ном}} \cdot R} \right]^2 \right]^{\frac{1}{4}} \cdot 10^3$$

$$L_{\text{СТ}} = 45.941 \quad \text{м}$$

При прокладке надземных газопроводов по стенам зданий и сооружений расчет на динамическую устойчивость не требуется.

Литература:

1. СП 42-102-2004. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб

Расчет газопровода на прочность и устойчивость КБК

1. Нагрузки и воздействия

Собственный вес единицы газопровода определяется:

- $\rho_q := 7830$ - плотность материала труб, кг/м³;
 $d_e := 0.630$ - наружный диаметр газопровода, м;
 $t_{nom} := 0.008$ - номинальная толщина стенки труб, м
 $g := 9.8$ - ускорение свободного падения, м/с²;

$$q_q := \pi \cdot \rho_q \cdot g \cdot (d_e - t_{nom}) \cdot t_{nom}$$

$$q_q = 1199.55 \quad \text{н/м}$$

Вес транспортируемого газа в единице длины газопровода определяется:

- $p := 0.06$ - рабочее давление, МПа;

$$q_g := 10^2 \cdot p \cdot (d_e - 2 \cdot t_{nom})^2$$

$$q_g = 2.262 \quad \text{н/м}$$

Вес снега на единицу длины надземного газопровода:

- $c_e := 1$ - коэффициент, учитывающий сно с снега с покрытий зданий под действием ветра или иных факторов, принимаемый в соотв. с п.10.9 СП 20.13330.2011;

- $c_t := 1$ - термический коэффициент, принимаемый в соответствии с п.10.10 СП 20.13330.2011;

- $\mu := 0.2$ - коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие, принимаемый в соответствии с п.10.1-10.4 СП 20.13330.2011 Приложение Г или (СП42-102-2004)

- $S_g := 3200$ - вес снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, принимаемый в соответствии с п.10.2 СП 20.13330.2011 3,2 кПа (3200н/м²).
город Набережные Челны относится к V району по снеговой нагрузке

Нормативное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия следует определять по формуле (п.10.1 СП20.13330-2011):

- Коэффициент 0,7-для района со средней температурой января -15°C и ниже (в нашем случае средняя температура января -15.0 °C).

$$s_o := 0.7 \cdot c_e \cdot c_t \cdot \mu \cdot S_g \quad s_o = 448 \quad \text{н/м}^2$$

$\mu_c := 0.2$ для газопроводов диаметром включительно 630 мм;
СП 42-102-2003 п.5.79

$$v_s := \mu_c \cdot s_o \cdot d_e \quad v_s = 56.448 \quad \text{н/м}$$

Вес обледенения на единицу длины надземного газопровода:

значение толщины стенки гололеда по высоте по карте оледенений
России (II район обледенения)

$t_i := 0.005$ - толщина слоя, м, принимается по СП 20.13330.2011

$\gamma_i := 9000$ - плотность гололеда, принимается по СП 20.13330.2011;

$$v_i := 1.9 \cdot t_i \cdot \gamma_i \cdot d_e \quad v_i = 53.865 \quad \text{н/м}^3$$

Ветровая нагрузка на единицу длины надземного газопровода,
действующая перпендикулярно его осевой вертикальной плоскости:

$w_0 := 300$ - нормативное значение ветрового давления в зависимости
от ветрового района России (II ветровой район) по СП
20.13330.2011 (п.11.1.4 табл.11.1) 0,3 кПа

$k := 0.5$ - коэффициенты принимаемые по таблице 7 ст.36

$\zeta := 1.22$ СП42-102-2004 в зависимости от типа местности.

$$w_n := w_0 \cdot d_e \cdot k \cdot (1 + 0.7 \cdot \zeta) \quad w_n = 175.203 \quad \text{н/м}$$

Расчетное сопротивление:

$R_{ип} := 510$ - МПа соответственно временное сопротивление и
предел текучести материала труб по ГОСТ 20295-85*.

$R_{уп} := 353$

Принимаем: $R := \min \left(\frac{R_{ип}}{2.6} \cdot \frac{R_{уп}}{1.5} \right) \quad \frac{R_{ип}}{2.6} = 196.154 \quad \frac{R_{уп}}{1.5} = 235.333$

$R := 235.333$ МПа

2. Определение пролетов надземных газопроводов.

Величина среднего пролета газопровода из условия статической прочности, которое должно удовлетворяться во всех случаях:

$t_{\text{ном}} = 0.008$ - номинальная толщина стенки труб, м;

при этом в выражении для q из нагрузок снеговой v_s и гололедной v_l принимается одна - большая.

$$q := \left[(q_q + q_g + v_s)^2 + w_n^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$q = 1270.399 \quad \text{Н/м}$$

$$L_{\text{СТ}} := (d_e - t_{\text{ном}}) \cdot \left(3 \cdot \pi \cdot t_{\text{ном}} \cdot \frac{R}{q} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot \left[1 - 0.75 \cdot \left[p \cdot \frac{(d_e - 1.2 \cdot t_{\text{ном}})^2}{2 \cdot t_{\text{ном}} \cdot R} \right]^2 \right]^{\frac{1}{4}} \cdot 10^3$$

$$L_{\text{СТ}} = 73.508 \quad \text{м}$$

При прокладке надземных газопроводов по стенам зданий и сооружений расчет на динамическую устойчивость не требуется.

Литература:

1. СП 42-102-2004. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб

Расчет пропускной способности газопровода.

Расчет пропускной способности газопровода

1. Определение диаметра газопровода

Для надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, создаваемого движением газа, скорость для газопровода среднего давления согласно СП 42-101-2003: принимается не более 15 м/с,

$$w := 15 \quad \text{м/с,}$$

$$V_o := 1.29 \quad \text{- Удельный объем среды, м}^3/\text{кг;}$$

$$P_1 := 0.06 \quad \text{- Давление газа, МПа;}$$

$$P_{\text{Г.абс1}} := 0.16 \quad \text{- Абсолютное давление газа, МПа;}$$

$$B := 11520 \quad \text{- Расход газа на котел, нм}^3/\text{ч;}$$

$$P_o := 0.101325 \quad \text{- Атмосферное давление газа (н.у.), МПа;}$$

$$\rho_{o,\text{Г}} := 0.7476 \quad \text{- Плотность газа при } P=0.101325 \text{ 0градС, кг/нм}^3$$

Расход среды, нм³/ч

$$Q := B \cdot \rho_{o,\text{Г}}$$

$$Q = 8612.352 \quad \text{кг/ч}$$

Плотность газа при условиях $P=1,6\text{кг/см}^2$ и 0градС , нм³/ч

$$\rho_{\text{Г1}} := \rho_{o,\text{Г}} \cdot \frac{P_{\text{Г.абс1}}}{P_o}$$

$$\rho_{\text{Г1}} = 1.181 \quad \text{кг/нм}^3$$

Удельный объем среды, м³/кг

$$V_1 := \frac{1}{\rho_{\text{Г1}}}$$

$$V_1 = 0.847$$

Внутренний диаметр газопровода, м

$$D_{B1} := \sqrt{0.354 \cdot \frac{\frac{Q}{1000} \cdot V_1}{w}}$$

$$D_{B1} = 0.415 \text{ м}$$

Ближайший диаметр из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов 408мм - принимаем газопровод 426x9 мм по ГОСТ 10705-80*грВ

Литература:

И.К. Никитина. Справочник по трубопроводам тепловых электростанций. Москва. Энергоатомиздат. 1983г.

Расчет пропускной способности газопровода

1. Определение диаметра газопровода

Для надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, создаваемого движением газа, скорость для газопровода среднего давления согласно СП 42-101-2003: принимается не более 15 м/с,

$$w := 15 \quad \text{м/с,}$$

$$V_o := 1.29 \quad \text{- Удельный объем среды, м}^3/\text{кг;}$$

$$P_1 := 0.06 \quad \text{- Давление газа, МПа;}$$

$$P_{\text{Г.абс1}} := 0.16 \quad \text{- Абсолютное давление газа, МПа;}$$

$$B := 23040 \quad \text{- Расход газа на два котла, нм}^3/\text{ч;}$$

$$P_o := 0.101325 \quad \text{- Атмосферное давление газа (н.у.), МПа;}$$

$$\rho_{o,\text{Г}} := 0.7476 \quad \text{- Плотность газа при } P=0.101325 \text{ 0градС, кг/нм}^3$$

Расход среды, нм³/ч

$$Q := B \cdot \rho_{o,\text{Г}}$$

$$Q = 17224.704 \quad \text{кг/ч}$$

Плотность газа при условиях $P=1,6\text{кг/см}^2$ и 0градС , нм³/ч

$$\rho_{\text{Г1}} := \rho_{o,\text{Г}} \cdot \frac{P_{\text{Г.абс1}}}{P_o}$$

$$\rho_{\text{Г1}} = 1.181 \quad \text{кг/нм}^3$$

Удельный объем среды, м³/кг

$$V_1 := \frac{1}{\rho_{\text{Г1}}}$$

$$V_1 = 0.847$$

Внутренний диаметр газопровода, м

$$D_{в1} := \sqrt{0.354 \cdot \frac{\frac{Q}{1000} \cdot V_1}{w}}$$

$$D_{в1} = 0.587 \text{ м}$$

Ближайший диаметр из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов 614мм - принимаем газопровод 630х8 мм по ГОСТ 10705-80*грВ

Литература:

И.К. Никитина. Справочник по трубопроводам тепловых электростанций. Москва. Энергоатомиздат. 1983г.

Расчет пропускной способности газопровода

1. Определение диаметра газопровода

Для надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, создаваемого движением газа, скорость для газопровода среднего давления согласно СП 42-101-2003: принимается не более 15 м/с,

$$w := 15 \quad \text{м/с,}$$

$$V_o := 1.29 \quad \text{- Удельный объем среды, м}^3/\text{кг;}$$

$$P_1 := 0.04 \quad \text{- Давление газа, МПа;}$$

$$P_{\text{Г.абс1}} := 0.14 \quad \text{- Абсолютное давление газа, МПа;}$$

$$B := 1000 \quad \text{- Расход газа на бумажную фабрику, нм}^3/\text{ч;}$$

$$P_o := 0.101325 \quad \text{- Атмосферное давление газа (н.у.), МПа;}$$

$$\rho_{o,\text{Г}} := 0.7476 \quad \text{- Плотность газа при } P=0.101325 \text{ 0градС, кг/нм}^3$$

Расход среды, нм³/ч

$$Q := B \cdot \rho_{o,\text{Г}}$$

$$Q = 747.6 \quad \text{кг/ч}$$

Плотность газа при условиях $P=1,4\text{кг/см}^2$ и 0градС , нм³/ч

$$\rho_{\text{Г1}} := \rho_{o,\text{Г}} \cdot \frac{P_{\text{Г.абс1}}}{P_o}$$

$$\rho_{\text{Г1}} = 1.033 \quad \text{кг/нм}^3$$

Удельный объем среды, м³/кг

$$V_1 := \frac{1}{\rho_{\text{Г1}}}$$

$$V_1 = 0.968$$

Внутренний диаметр газопровода, м

$$D_{в1} := \sqrt{0.354 \cdot \frac{\frac{Q}{1000} \cdot V_1}{w}}$$

$$D_{в1} = 0.131 \text{ м}$$

Ближайший диаметр из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов 100мм - принимаем газопровод 108х4.5 мм по ГОСТ 10705-80*грВ

Литература:

И.К. Никитина. Справочник по трубопроводам тепловых электростанций. Москва. Энергоатомиздат. 1983г.

**Расчет срока эксплуатации (срока службы)
газопровода**

Расчет срока эксплуатации (срока службы) газопровода на КБК

Номинальная толщина стенки трубы газопровода, находящегося под внутренним давлением среды, определяется по формуле:

$P := 0.34$ расчетное избыточное давление, кгс/см² ;

$D_H := 108$ наружный диаметр трубы 108x4.0, мм;

$\phi := 0.85$ коэффициент прочности продольного шва трубы;

$(\sigma) := 14.70$ номинальное допускаемое напряжение, кгс/мм²;

$$S_p := \frac{P \cdot D_H}{[200 \cdot \phi \cdot (\sigma) + P]}$$

$$S_p = 0.014692$$

расчетная толщина стенки трубы, мм;

Прибавка C к расчетной толщине стенки:

$A := 0.05$ коэффициент, зависящий от предельного минусового отклонения по толщине стенки трубы, он устанавливается соответствующими ГОСТ или ТУ на поставку труб или листовую сталь, применяющуюся для изготовления сварных труб. (согласно ГОСТ10704-91)

$$C := A \cdot S_p$$

$$C = 0.000735$$

Расчетный срок службы определяется по формуле:

$S := 4.0$ толщина стенки принятая по сортаменту, мм;

$V := 0.1$ скорость коррозии, мм/год.

$$T := \frac{(S - S_p - C)}{V}$$

$$T = 39.846 \text{ лет}$$

Литература:

1. САОЗ-003-07 приложение 6. п.7 Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов

Расчет срока эксплуатации (срока службы) газопровода на КБК

Номинальная толщина стенки трубы газопровода, находящегося под внутренним давлением среды, определяется по формуле:

$P := 0.4$ расчетное избыточное давление, кгс/см² ;

$D_H := 108$ наружный диаметр трубы 108x4.5, мм;

$\phi := 1$ коэффициент прочности продольного шва трубы;

$(\sigma) := 17$ номинальное допускаемое напряжение, кгс/мм²
(материал 17Г1С);

$$S_p := \frac{P \cdot D_H}{[200 \cdot \phi \cdot (\sigma) + P]}$$

$$S_p = 0.012704$$

расчетная толщина стенки трубы, мм;

Прибавка C к расчетной толщине стенки:

$A := 0.05$ коэффициент, зависящий от предельного минусового отклонения по толщине стенки трубы, он устанавливается соответствующими ГОСТ или ТУ на поставку труб или листовую сталь, применяющуюся для изготовления сварных труб. (согласно ТУ14-3-1128-2000)

$$C := A \cdot S_p$$

$$C = 0.000635$$

Расчетный срок службы определяется по формуле:

$S := 4.5$ толщина стенки принятая по сортаменту, мм;

$V := 0.1$ скорость коррозии, мм/год.

$$T := \frac{(S - S_p - C)}{V}$$

$$T = 44.867 \text{ лет}$$

Литература:

1. САОЗ-003-07 приложение 6. п.7 Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов

Расчет срока эксплуатации (срока службы) газопровода на КБК

Номинальная толщина стенки трубы газопровода, находящегося под внутренним давлением среды, определяется по формуле:

$P := 0.34$ расчетное избыточное давление, кгс/см² ;

$D_H := 159$ наружный диаметр трубы 15х4.0, мм;

$\phi := 0.85$ коэффициент прочности продольного шва трубы;

$(\sigma) := 14.70$ номинальное допускаемое напряжение, кгс/мм²;

$$S_p := \frac{P \cdot D_H}{[200 \cdot \phi \cdot (\sigma) + P]}$$

$$S_p = 0.02163$$

расчетная толщина стенки трубы, мм;

Прибавка C к расчетной толщине стенки:

$A := 0.05$ коэффициент, зависящий от предельного минусового отклонения по толщине стенки трубы, он устанавливается соответствующими ГОСТ или ТУ на поставку труб или листовую сталь, применяющуюся для изготовления сварных труб. (согласно ГОСТ10704-91)

$$C := A \cdot S_p$$

$$C = 0.001081$$

Расчетный срок службы определяется по формуле:

$S := 4.0$ толщина стенки принятая по сортаменту, мм;

$V := 0.1$ скорость коррозии, мм/год.

$$T := \frac{(S - S_p - C)}{V}$$

$$T = 39.773 \text{ лет}$$

Литература:

1. САОЗ-003-07 приложение 6. п.7 Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов

Расчет срока эксплуатации (срока службы) газопровода на КБК

Номинальная толщина стенки трубы газопровода, находящегося под внутренним давлением среды, определяется по формуле:

$P := 0.34$ расчетное избыточное давление, кгс/см² ;

$D_H := 219$ наружный диаметр трубы 219х6, мм;

$\phi := 0.85$ коэффициент прочности продольного шва трубы;

$(\sigma) := 14.7$ номинальное допускаемое напряжение, кгс/мм² ;

$$S_p := \frac{P \cdot D_H}{[200 \cdot \phi \cdot (\sigma) + P]}$$

$$S_p = 0.029792$$

расчетная толщина стенки трубы, мм;

Прибавка C к расчетной толщине стенки:

$A := 0.05$ коэффициент, зависящий от предельного минусового отклонения по толщине стенки трубы, он устанавливается соответствующими ГОСТ или ТУ на поставку труб или листовую сталь, применяющуюся для изготовления сварных труб. (согласно ГОСТ10704-91)

$$C := A \cdot S_p$$

$$C = 0.00149$$

Расчетный срок службы определяется по формуле:

$S := 6$ толщина стенки принятая по сортаменту, мм;

$V := 0.1$ скорость коррозии, мм/год.

$$T := \frac{(S - S_p - C)}{V}$$

$$T = 59.687$$

Литература:

1. САОЗ-003-07 приложение 6. п.7 Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов

Расчет срока эксплуатации (срока службы) газопровода на КБК

Номинальная толщина стенки трубы газопровода, находящегося под внутренним давлением среды, определяется по формуле:

$P := 0.6$ расчетное избыточное давление, кгс/см² ;

$D_H := 325$ наружный диаметр трубы 325х6, мм;

$\phi := 0.85$ коэффициент прочности продольного шва трубы;

$(\sigma) := 14.7$ номинальное допускаемое напряжение, кгс/мм² ;

$$S_p := \frac{P \cdot D_H}{[200 \cdot \phi \cdot (\sigma) + P]}$$

$$S_p = 0.078012$$

расчетная толщина стенки трубы, мм;

Прибавка С к расчетной толщине стенки:

$A := 0.05$ коэффициент, зависящий от предельного минусового отклонения по толщине стенки трубы, он устанавливается соответствующими ГОСТ или ТУ на поставку труб или листовую сталь, применяющуюся для изготовления сварных труб. (согласно ГОСТ10704-91)

$$C := A \cdot S_p$$

$$C = 0.003901$$

Расчетный срок службы определяется по формуле:

$S := 6$ толщина стенки принятая по сортаменту, мм;

$V := 0.1$ скорость коррозии, мм/год.

$$T := \frac{(S - S_p - C)}{V}$$

$$T = 59.181$$

Литература:

1. САОЗ-003-07 приложение 6. п.7 Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов

Расчет срока эксплуатации (срока службы) газопровода на КБК

Номинальная толщина стенки трубы газопровода, находящегося под внутренним давлением среды, определяется по формуле:

$P := 0.6$ расчетное избыточное давление, кгс/см² ;

$D_H := 325$ наружный диаметр трубы 325x8, мм;

$\phi := 1$ коэффициент прочности продольного шва трубы;

$(\sigma) := 17.0$ номинальное допускаемое напряжение, кгс/мм²
(материал 09Г2С);

$$S_p := \frac{P \cdot D_H}{[200 \cdot \phi \cdot (\sigma) + P]}$$

$$S_p = 0.057343$$

расчетная толщина стенки трубы, мм;

Прибавка С к расчетной толщине стенки:

$A := 0.05$ коэффициент, зависящий от предельного минусового отклонения по толщине стенки трубы, он устанавливается соответствующими ГОСТ или ТУ на поставку труб или листовую сталь, применяющуюся для изготовления сварных труб. (согласно ТУ 14-3-1128-2000)

$$C := A \cdot S_p$$

$$C = 0.002867$$

Расчетный срок службы определяется по формуле:

$S := 8$ толщина стенки принятая по сортаменту, мм;

$V := 0.1$ скорость коррозии, мм/год.

$$T := \frac{(S - S_p - C)}{V}$$

$$T = 79.398$$

Литература:

1. САОЗ-003-07 приложение 6. п.7 Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов

Расчет срока эксплуатации (срока службы) газопровода на КБК

Номинальная толщина стенки трубы газопровода, находящегося под внутренним давлением среды, определяется по формуле:

$P := 0.6$	расчетное избыточное давление, кгс/см ² ;
$D_H := 426$	наружный диаметр трубы 426x9, мм;
$\phi := 0.85$	коэффициент прочности продольного шва трубы;
$(\sigma) := 14.7$	номинальное допускаемое напряжение, кгс/мм ² ;

$$S_p := \frac{P \cdot D_H}{[200 \cdot \phi \cdot (\sigma) + P]}$$

$$S_p = 0.102256$$

расчетная толщина стенки трубы, мм;

Прибавка C к расчетной толщине стенки:

$A := 0.05$	коэффициент, зависящий от предельного минусового отклонения по толщине стенки трубы, он устанавливается соответствующими ГОСТ или ТУ на поставку труб или листовую сталь, применяющуюся для изготовления сварных труб. (согласно ГОСТ 10704-91)
-------------	---

$$C := A \cdot S_p$$

$$C = 0.005113$$

Расчетный срок службы определяется по формуле:

$S := 9$	толщина стенки принятая по сортаменту, мм;
----------	--

$V := 0.1$	скорость коррозии, мм/год.
------------	----------------------------

$$T := \frac{(S - S_p - C)}{V}$$

$$T = 88.926$$

Литература:

1. САОЗ-003-07 приложение 6. п.7 Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов

Расчет срока эксплуатации (срока службы) газопровода на КБК

Номинальная толщина стенки трубы газопровода, находящегося под внутренним давлением среды, определяется по формуле:

$P := 0.6$ расчетное избыточное давление, кгс/см² ;

$D_H := 630$ наружный диаметр трубы 630x8, мм;

$\phi := 0.85$ коэффициент прочности продольного шва трубы;

$(\sigma) := 17.0$ номинальное допускаемое напряжение, кгс/мм²
(материал 17Г1С);

$$S_p := \frac{P \cdot D_H}{[200 \cdot \phi \cdot (\sigma) + P]}$$

$$S_p = 0.130769$$

расчетная толщина стенки трубы, мм;

Прибавка C к расчетной толщине стенки:

$A := 0.11$ коэффициент, зависящий от предельного минусового отклонения по толщине стенки трубы, он устанавливается соответствующими ГОСТ или ТУ на поставку труб или листовую сталь, применяющуюся для изготовления сварных труб. (согласно ГОСТ19903-2015)

$$C := A \cdot S_p$$

$$C = 0.014385$$

Расчетный срок службы определяется по формуле:

$S := 8$ толщина стенки принятая по сортаменту, мм;

$V := 0.1$ скорость коррозии, мм/год.

$$T := \frac{(S - S_p - C)}{V}$$

$$T = 78.548$$

Литература:

1. САОЗ-003-07 приложение 6. п.7 Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов