

НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Абонент: Юридическое наименование абонента

Адрес: Фактический адрес установки УЧГ

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОММЕРЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС  
УЧЕТА ПРИРОДНОГО ГАЗА.

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Шифр: 000.00-000-ГСВ

2020 г.

Город

НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Абонент: Юридическое наименование абонента

Адрес: Фактический адрес установки УУГ

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОММЕРЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС  
УЧЕТА ПРИРОДНОГО ГАЗА КОТЕЛЬНОЙ

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Шифр: 000.00-000-ГСВ

**Утверждаю:**

Главный инженер проекта

**Согласовано:**

\_\_\_\_\_/

/ \_\_\_\_\_/

/

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

2020 г.

Город

Содержание

Лист	Наименование	Примечание
1	Общие данные.	
	Технические условия № на проектирование узла учета расхода природного газа	
1.1	Содержание.	
1.2	Ведомость чертежей основного комплекта.	
1.3	Ведомость прилагаемых документов.	
1.4	Ведомость ссылочных документов.	
1.5–1.15	Общие указания.	

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории РФ, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

Главный инженер проекта \_\_\_\_\_

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	000.00-000-ГСВ									
			Абонент: Юридическое наименование абонента Адрес: Фактический адрес установки УЧГ									
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Автоматизированный коммерческий комплекс учета природного газа	Стадия	Лист	Листов
			Разработал					2020		Р	1	15
			Чертил					2020	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ			
			Проверил					2020				Общие данные
			Н.контр.					2020				
			Т.контр.									
			Утв.									



## Содержание

Поз.	Обозначение	Наименование	Примечание
	000.00-000-ПЗ.С1	Содержание	
	000.00-000-ПЗ	Пояснительная записка	
1		Общая часть	
1.1		Исходные данные для разработки проекта	
1.2		Действующие нормативные документы по газоснабжению	
1.3		Юридическое обеспечение проекта.	
2		Краткая характеристика существующего объекта.	
3		Основные показатели по газоснабжению	
4		Основные проектные решения	
5		Обоснование выбора счетчика	
6		Расчет перепада давления на счетчике	
7		Расчет погрешности измерений расхода	
8		Автоматизация и контроль	
9		Указания по эксплуатации и мероприятия безопасности	
10		Технологические решения	

Инв. № подл.						Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	000.00-000-ПЗ.С1	
							Лист
							3

## ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

### 1. Общая часть

Основанием для разработки проекта технического перевооружения внутреннего газопровода

\_\_\_\_\_ являются: Технические условия \_\_\_\_\_  
на проектирование узла учета расхода природного газа, выданные

1.1. Исходными данными для разработки проекта послужили:

- Техническое задание на выполнение работ по техническому перевооружению внутреннего газопровода \_\_\_\_\_
- Обследование объекта и натурные обмеры.

1.2. Действующие нормативные документы по газоснабжению.

- Паспорта, технические данные и руководства по эксплуатации на применяемое оборудование.

Сертификаты Госстандарта России и Декларации соответствия техническому регламенту ТС на применяемое оборудование.

Проект выполнен в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

ГОСТ Р 8.741-2011	Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений.
Приказ Минэнерго России от 30.12.2013 N 961	"Об утверждении Правил учета газа".
Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. N 87 г. Москва (ред. от 12.11.2016, с изм. от 28.01.2017)	"О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию"
СП 89.13330.2016	Котельные установки
СНиП 21-01-97 (1999)	Пожарная безопасность зданий и сооружений.
ГОСТ 12.1.018-93 (2001)	ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
ГОСТ 7512-82*(2003)	Контроль неразрушающий. Сварные соединения. Радиографический метод.
РД 153-34.1-003-01	Сварка, термообработка и контроль трубных систем, котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте энергетического оборудования.
ГОСТ 14202-69 (Дата актуализации 01.02.2017)	Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щиты
ГОСТ 21609-2014	СПДС Правила выполнения рабочей документации внутренних систем

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

						000.00-000-ПЗ.С1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
						4	

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

	газоснабжения.					
ГОСТ 33259-2015	Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN250. Конструкция, размеры и общетехнические требования. (ISO 7005-1:2011, NEQ) (ISO 7005-2:1988 NEQ)					
ГОСТ 15180-86 (2002) (Дата актуализации 01.02.2017)	Прокладки плоские эластичные. Основные параметры и размеры.					
ГОСТ 2.114-2016	ЕСКД. Технические условия					
СП 33.13330.2012 (Актуализированная редакция СНиП 2.04.12-86)	Расчет на прочность стальных трубопроводов.					
ГОСТ 21.1101-2013	Система проектной документации для строительства					
ПУЭ. 2003 г.	Правила устройства электроустановок.					
ГОСТ Р 8.740-2011 - ГСОЕИ	Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных, и вихревых расходомеров и счетчиков					
СП 42-101-2003 (Дата актуализации 01.02.2017)	Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб					
N 116-ФЗ от 21.07.1997 (ред. от 02.06.2016 г.)	Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».					
N 5151-1 от 10.06.1993 (ред. от 10.01.2003)	Федеральный закон «О Сертификации продукции и услуг».					
N 69-ФЗ от 31.03.1999 (с изм. на 5.12.2016 г.)	Федеральный закон «О газоснабжении».					
СП 62.13330.2011	Газораспределительные системы. Актуализированная редакция.					
СП 42-102-2004	Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб					
Утв. Приказом Мин. Труда и соц. Защиты РФ от 24.07.2013 №328н (в ред. Приказа Минтруда России от 19.02.2016N 74н)	Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок					
ГОСТ 16037-80	Соединения сварные стальных трубопроводов					
Распоряжение Администрации Санкт-Петербурга от 15.05.2003 №1112-ра	«Об утверждении Правил обращения со строительными отходами в Санкт-Петербурге»					
Постановление	Правила противопожарного режима в РФ					
000.00-000-ПЗ.С1						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист
						5

правительства РФ №390 от 25.04.2012 (с изм. 20 сентября 2016 г.)	
СП 56.13330.2010 (Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001)	Производственные здания
Постановление Правительства СПб от 11 ноября 2009 г. №1257	«О концепции повышения энергетической эффективности и стимулирования энергосбережения»
Приказ Ростехнадзора от 15.11.2013 N 542 (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30929)	“Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности “Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления”
ГОСТ30319.1-2015 Дата введения 2017-01-01	«Газ природный. Методы расчёта физических свойств. Общие положения».
ГОСТ30319.2-2015 Дата введения 2017-01-01	«Газ природный. Методы расчёта физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода»
ГОСТ30319.3-2015 Дата введения 2017-01-01	«Газ природный. Методы расчёта физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе».
Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 N 179	“Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений” (Зарегистрировано в Минюсте России 08.04.2016 N 41718)

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	000.00-000-ПЗ.С1						Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	6



### 1.3. Юридическое обеспечение проекта.

Технические решения, принятые в проекте не подлежат, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. N 87 г. Москва "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию", проверке на патентную чистоту, не являются интеллектуальной собственностью и могут быть переданы третьим лицам без согласия авторов проекта.

Все оборудование и материалы, использованные в проекте, имеют необходимые Российские сертификаты и Разрешения соответствующих надзорных органов.

Отклонения от проектной документации опасного производственного объекта в процессе его строительства, реконструкции, капитального ремонта, а также от документации на техническое перевооружение, капитальный ремонт, консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта в процессе его технического перевооружения, консервации и ликвидации не допускаются.

Эксплуатационной организации необходимо обеспечить страховую ответственность за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц и окружающей природной среде (ст. 6 и 15 Федерального закона о "Промышленной безопасности опасных производственных объектов"), в соответствии с "Методическими рекомендациями по внедрению обязательного страхования ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасного производственного объекта", утвержденными Министерством финансов России по согласованию с ГТТН России", МЧС России, а также во исполнение письма ГТТН России от 25.04.98 за № 01-17/116).

Проект выполнен в полном соответствии с действующими в период проектирования Государственными нормами, Правилами и Стандартами.

Монтажные работы могут быть начаты только после выполнения вышеперечисленных условий.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	000.00-000-ПЗ.С1						Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	7

## 2. Краткая характеристика существующего объекта.

По адресу: \_\_\_\_\_ расположен отдельно стоящий ГРП с узлом учета природного газа, который затем поступает на котельную.

В котельной установлены котлы:

- ТПУ-35 =2шт. (1 котел выведен из эксплуатации)
- ДКВр-10/13 =1шт.
- КВГМ-50 =1шт.

Газопровод высокого давления II категории Ду200 заходит в ГРП, разделяется на основную и резервную линии. На каждой линии установлены: запорная арматура, фильтр, узел учета газа на базе диафрагм, ГРУ с байпасом. На выходе из ГРП основная и резервная линии объединяются в газопровод среднего давления III категории Ду350, идущий на котельную.

Действующий узел учета потребления природного газа является морально устаревшим, не соответствует современной нормативной документации, подлежит реконструкции и демонтажу.

Приборы учета природного газа устанавливаются на основной и резервной линиях.

Диаметр газопровода в месте установки узла учета газа-Ду200

Помещение ГРП имеют естественное и искусственное освещение, приточно-вытяжную и естественную вентиляцию, достаточную для 3х кратного обмена воздуха, необходимые средства пожаротушения. Предусмотрено аварийное отключение (клапан ПСК) при повышении давления в подводящих газопроводах. Установлена система сигнализации и защиты рабочих мест от избыточной концентрации CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub>.

Техническое перевооружение узлов учета газа состоит в полной замене узла учета.

## 3. Основные показатели по газоснабжению

В качестве топлива используется природный газ по ГОСТ 5542-2014 с Q<sub>рн</sub>=8075 ккал/м<sup>3</sup>

Согласно техническому заданию и обследованию котельной:

Наименование	Обоз	Ед. изм		
			MIN	MAX
Расход природного газа				
ТПУ-35	G	нм <sup>3</sup> /ч	775	3148
ДКВр-10/13	G	нм <sup>3</sup> /ч	525	1694
КВГМ-50	G	нм <sup>3</sup> /ч	1440	6532
<b>Расход природного газа котельной</b>	<b>G</b>	<b>нм<sup>3</sup>/ч</b>	<b>525</b>	<b>11374</b>
Давление в подводящем газопроводе	P <sub>и,мак</sub>	Мпа	0,6	
Плотность газа	ρ <sub>с</sub>	кг/м <sup>3</sup>	0,683 при t=20°C	

Расход газа указан в нм<sup>3</sup>/ч, приведенных к 0,1013 МПа и T = 293,15 K

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.					000.00-000-ПЗ.С1	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

4. Основные проектные решения.

**Конфигурация узла учета расхода газа**

Измеряемый параметр	Преобразователь	Установочный размер	Диапазон измерений	Погрешность измерений				
<b>Основной газопровод</b>								
Расход	Счетчик газа СГ16МТ-2500-Р-3	Ду=200 мм	$Q_{\min}=50,0\text{ м}^3/\text{ч}$ $Q_{\max}=2500\text{ м}^3/\text{ч}$	$\pm 2\%$ от $0,1Q_{\max}$ до $0,05 Q_{\max}$ $\pm 1\%$ $0,1 Q_{\max}$ до $Q_{\max}$				
Температура	Термосопротивление ТПТ-15-2, 100П, $0,00391\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , кл. А	L=98 мм	$t=-50-200\text{ }^\circ\text{C}$	$\pm(0,15+0,002*t)$				
Давление	Преобразователь абсолютного давления МИДА-ДА-13П-К-Ех-У2-0,5/1,0 МПа-01-М20-П (4-20) мА		1,0 МПа	$\pm 0,5\%$				
Потери давления	Дифманометр ДСП-80В РАСКО на 4 кПа; кл. 2,5		4 кПа	$\pm 2,5\%$				
<b>Резервный газопровод</b>								
Расход	Счетчик газа СГ16МТ-2500-Р-3	Ду=200 мм	$Q_{\min}=50,0\text{ м}^3/\text{ч}$ $Q_{\max}=2500\text{ м}^3/\text{ч}$	$\pm 2\%$ от $0,1Q_{\max}$ до $0,05 Q_{\max}$ $\pm 1\%$ $0,1 Q_{\max}$ до $Q_{\max}$				
Температура	Термосопротивление ТПТ-15-2, 100П, $0,00391\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , кл. А	L=98 мм	$t=-50-200\text{ }^\circ\text{C}$	$\pm(0,15+0,002*t)$				
Давление	Преобразователь абсолютного давления МИДА-ДА-13П-К-Ех-У2-0,5/1,0 МПа-01-М20-П (4-20) мА		1,0 МПа	$\pm 0,5\%$				
Потери давления	Дифманометр ДСП-80В РАСКО на 4кПа; кл. 2,5		4 кПа	$\pm 2,5\%$				
<b>Корректор</b>								
Объем газа, приведенный к стандартным условиям	СПГ-742	208x206x87	$0-9*10^8\text{ м}^3/\text{ч}$ $0-9*10^{11}\text{ м}^3$	Объем или массовый расход: $\pm 0,05\%$ ; сопротивления: $\pm 0,15\%$				
<p>Счетчики газа СГ16МТ-Р имеют электронный выход на корректор объема газа СПГ-742. Корректор соответствует ГОСТ 30319.1-2015, ГОСТ 30319.2-2015, ГОСТ 30319.3-2015, ГОСТ 8.586. (1-5)-2005, РД 50-411, ГОСТ Р 8.740-2011, ФР.1.29.2003.00885, МИ 2667-2011, МИ 3173-2008. Коэффициент сжимаемости газа вычисляется по уравнениям ГОСТ 30319.2-2015 на основе данных о плотности газа при стандартных условиях или по ГОСТ 30319.3-2015 на основе данных о компонентном составе.</p> <p>Для обеспечения надежной работы счетчика в течение длительного срока эксплуатации в ГРП установлены фильтры для очистки газа от механических примесей.</p>								
000.00-000-ПЗ.С1								
Лист								
9								
Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Для измерения давления к штуцеру в корпусе счетчика СГ16МТ-Р присоединяется преобразователь абсолютного давления МИДА-ДА-13П-К-Ех-У2-0,5/1,0 МПа-01-М20-П, Р = 1,0 МПа. Для измерения температуры природного газа в корпусе счетчика (в защитной гильзе) устанавливается термопреобразователь ТПТ-15-2-100П-А4-Н. Для контроля потери давления на счетчике СГ16МТ-Р устанавливается измеритель перепада давления ДСП-80В на 4 кПа.

Шкаф учета расхода газа устанавливается в котельной рядом с рабочим местом оператора котельной.

Для регистрации измеряемых параметров природного газа и приведения рабочего объема газа к стандартным условиям устанавливается корректор расхода газа СПГ-742 (АО НПФ «Логика» СПб). Корректор обеспечивает архивацию и вывод на дисплей всех измеряемых параметров.

Для передачи информации от корректора СПГ-742 используется существующая аппаратура передачи данных (АПД) поставщика газа.

Отбор перепада давления на счетчике осуществляется через штуцеры, врезанные в газопровод, до и после счетчика. Геометрические размеры и форма отверстий для измерения перепада давления на счетчике выполнены в соответствии с п.9.2.3.3 и 9.2.3.4 ГОСТ Р8.740-2011).

Соединительные трубки для передачи перепада давлений от штуцеров до и после счетчика и фильтра к дифманометрам должны иметь уклон к горизонтали не менее 1:12. Внутренний диаметр соединительных трубок должен соответствовать значениям, приведенным в таблице 8 ГОСТ Р8.740-2011. Материал соединительных трубок должен быть коррозионностойким по отношению к измеряемому газу, его конденсату и сопутствующим компонентам.

На время снятия счетчика для ремонта и поверки предусмотрена установка имитатора. Во избежание выхода счетчика из строя в результате пневмодара при настройке системы защиты, обязательно вместо счетчика устанавливать имитатор. Во избежание разрушения турбинки запрещается при остановке счетчика резко закрывать вентиль (задвижку) за счетчиком.

## 5. Обоснование выбора счетчика.

Пересчет объемного количества природного газа, измеренного при рабочих условиях к условиям по ГОСТ 2939-63.

Для газов, у которых коэффициент сжимаемости «Z» в диапазоне рабочих давлений от нормального (атмосферного) до 1,6 МПа и в диапазоне рабочих температур от -20 до +50°C равен 1 (например, метан, воздух и др.) пересчет производится по следующей формуле:

$$V_p = \frac{V_n \cdot P_h \cdot (273.15 + t_g)}{293.15 \cdot (P + P_0)}$$

где:  $V_n$ - объем газа, приведенный к условиям по ГОСТ 2939-63,  $нм^3/ч$ ;

$V_p$ - объем газа при рабочих условиях,  $м^3/ч$ ;

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

000.00-000-ПЗ.С1

Лист

10

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

$P$  – рабочее давление в зоне счетчика (избыточное), МПа;

$P_{\text{с}}$  – барометрическое давление, МПа;

$P_n$  – 0,1013 МПа – нормальное давление

$t_g$  – значение рабочей температуры газа на расстоянии не более 5D от счетчика.

Расход газа потребляемого котлами (согласно данным на котлы и техническому заданию):

–  $G_{\text{max}} = 11374 \text{ м}^3/\text{ч}$ , приведенных к 0,1013 МПа и  $T = 293,15 \text{ К}$ .

$G_{\text{min}} = 525 \text{ м}^3/\text{ч}$ , приведенных к 0,1013 МПа и  $T = 293,15 \text{ К}$ .

При  $P_u=0,6 \text{ МПа}$  и  $t=+25^\circ\text{C}$ .

$$V_n \text{ max} = 11374 * 0.1013 * (273.15 + 25) / 293.15 * (0.6 + 0.1013) = 1671,28 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$V_n \text{ min} = 525 * 0.1013 * (273.15 + 25) / 293.15 * (0.6 + 0.1013) = 77,13 \text{ м}^3/\text{ч}$$

При  $P_u=0,6 \text{ МПа}$  и  $t=-20^\circ\text{C}$ .

$$V_n \text{ max} = 11374 * 0.1013 * (273.15 + (-20)) / 293.15 * (0.6 + 0.1013) = 1418,75 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$V_n \text{ min} = 525 * 0.1013 * (273.15 + (-20)) / 293.15 * (0.6 + 0.1013) = 65,49 \text{ м}^3/\text{ч}$$

К установке принимаем счетчик газа турбинный СГ16МТ-2500-Р-3, Ду200 мм с диапазоном измерения расходов (1:50)  $G = 50-2500 \text{ м}^3/\text{ч}$  при основной относительной погрешности измерения объема газа в диапазоне расходов от 0,1  $Q_{\text{max}}$  до 0,05  $Q_{\text{max}} \pm 2\%$ , в диапазоне расходов от  $Q_{\text{max}}$  до 0,1  $Q_{\text{max}} \pm 1\%$

## 6. Расчет перепада давления на счетчике

Расчет перепада давления на счетчике типа СГ16МТ-2500-Р-3 Ду200 мм.

Для подбора средств измерений потери давления определяются верхний предел его диапазона измерений  $\Delta P_{\text{вп}} = 1,5 * \Delta P$ ,

где 1,5 – коэффициент, учитывающий 50% превышение допустимой потери давления  $\Delta P$  на счетчике с течением времени;

$\Delta P$  – допустимое значение потери давления, Па;

Допускаемое значение потери давления ( $\Delta P$ ) на счетчике для конкретных рабочих условий рассчитывают по формуле:

$$dP = dP_p \frac{P_c * P}{P_{cp} * P_p}, \text{ где}$$

Взам. инв. №					
	Подпись и дата				
Инв. № подл.					
	000.00-000-ПЗ.С1				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
					Лист
					11

$dP_p = 750 \text{ Па}$  – потеря давления на счетчике определенная из графика, приведенного в табл. 5 (из описания на счетчик), Па;

$P = (P_{\text{изм.}} + P_a)$ , МПа – давление газа (абсолютное) при конкретных рабочих условиях;

$P_{\text{изм.}}$  Измеренное избыточное давление,  $P = 0,6 \text{ МПа}$ ;

$P_a$  – атмосферное давление.  $P_a = 0,1 \text{ МПа}$ ;

$P_r$  – значение давление газа при стандартных условиях, для которых регламентированы потери (для которых построен график)  $P_r = 0,101 \text{ МПа}$ ;

$\rho_c = 0,684 \text{ кг/м}^3$  – значение плотности измеряемого природного газа при стандартных условиях;

$\rho_{\text{ф}} = 1,2 \text{ кг/м}^3$  – значение плотности природного газа при стандартных условиях, для которых регламентированы потери давления (для которых построен график);

$$\Delta P = 750 * 0,684 * (0,6 + 0,1) / 1,29 * 0,106 = 2626,15 \text{ Па}$$

$$\Delta P_{\text{вн}} = 1,5 * 2626,15 = 3939,2 \text{ Па} = 3,9 \text{ кПа}$$

Для контроля потери давления на счетчике газа устанавливается дифманометр стрелочный показывающий ДСП-80В РАСКО на 4,0 кПа.

#### 7. Расчет погрешности измерений расхода:

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_q^2 + \delta_{\tau}^2 + \delta_v^2 + \delta_k^2} = \sqrt{\delta_v^2 + \delta_b^2 + \delta_k^2}, \text{ где}$$

$\delta_{V_c}$  – относительная погрешности измерений объемного расхода газа при стандартных условиях;

$\delta_b$  – относительная погрешность вычислителя или корректора;

$\delta_v$  – относительная погрешность измерений объема при рабочих условиях;

$\delta_k$  – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости газа без учета погрешностей измерений давления и температуры газа;

$\delta_{\tau}$  – относительная погрешность определения интервала времени;

$\delta_q$  – относительная погрешность измерений объемного расхода при рабочих условиях.

$\sigma_{V_c} = \sqrt{(2^2 + 0,02^2 + 0,75^2)} = 2,136\% \leq \pm 4\%$ , в соответствии с Приказом Минэнерго России от 15.03.2016 N 179 "Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений" (Зарегистрировано в Минюсте России 08.04.2016 N 41718) и ГОСТ Р 8.741-2011.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

000.00-000-ПЗ.С1

Лист

12

## 8. Автоматизация и контроль

Объем автоматизации предусматривает дистанционный контроль технологических параметров. Дистанционный контроль предусматривает контроль следующих параметров:

- расхода газа – СГ16МТ-2500-Р-3 (2 шт.)
- давления газа – МИДА-ДА-13П-К-Ех-У2-0,5/1,0МПа-01-М20-П Р = 1,0 МПа; (2 шт.)
- температуры газа – (термопреобразователь типа ТПТ-15-2-100П-А4-Н) (2 шт.)

Дистанционный контроль всех вышеперечисленных параметров осуществляется корректором объема газа типа СПГ-742.

Для передачи информации от корректора СПГ-742 используется существующая аппаратура передачи данных (АПД) поставщика газа.

В соответствии с Техническим заданием, электроснабжение предполагается от существующего щита ВРУ кабельной линией ВВГнг LS 3 x2,5.

Управление узлом учета осуществляется щитом ТЭМ-ПЩ-УУГ. Щит установить на стене, в помещении котельной.

Категория электроснабжения – II, для обеспечения электроснабжения электроприемников I категории надежности на щите ВРУ должен быть предусмотрен АВР. (Выполняется заказчиком).

Электропитание: 220 В +/- 20 %, (50+/-1) Гц.

Щит представляет собой комплектное распределительное устройство, состоящие из оборудования, размещенного на монтажной плате, имеющее скрытую проводку, одностороннего обслуживания, со степенью защиты IP65. В щите установлены корректор газа и блоки питания.

Установка местных приборов производится в соответствии с планом размещения закладных конструкций по чертежам ГСВ.

Электропитание осуществляется переменным током 220В от существующего электрощита. Для передачи сигналов от первичных преобразователей до щита учета использованы контрольные кабели МКЭШ непосредственно подключаемого к СПГ-742. Кабели защищены от механических повреждений и воздействия силовых полей гофрированными трубами. Каждый кабель обозначить маркировочной биркой 134, со стороны щита и прибора. Система заземления TN-C-S.

В целях защиты персонала от поражения электрическим током при прямом и косвенном прикосновении предусмотрены следующие виды защит:

- защитное отключение за время не более 0,4 с (в соответствии с времятоковыми характеристиками автоматов.
- уравнивание потенциалов;
- двойная изоляция;
- ограждения и оболочки.

Все металлоконструкции, газопроводы, кабельные конструкции должны быть присоединены к существующей системе заземления здания. На болтовые фланцевые соединения необходимо установить обходные перемычки.

Все металлические части электроустановки, нормально не находящиеся под напряжением (корпус щита, стальные трубы, электропроводки, лотки и т. д.), подлежат заземлению, посредством соединения их с нулевым защитным проводником сети (РЕ) в электрощитах.

При монтаже приборов, электропроводок и шкафа учета газа и при устройстве их заземления следует руководствоваться заводскими инструкциями, ПУЭ гл. 1.7, СП 77.13330.2011, СП 76.13330.2011

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

000.00-000-ПЗ.С1

Лист

13

«Электротехнические устройства» и ФНППБ «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления», утвержденные приказом N542 от 15.11.2013 г

9. Указания по эксплуатации и мероприятия безопасности.

Эксплуатация газового хозяйства, включая узел учета газа, должна производиться в строгом соответствии с действующими нормативными документами, инструкциями и паспортами на установленное оборудование.

Мероприятия по технике безопасности выполнять в соответствии со ГОСТ 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве» Часть 1. Общие требования, ГОСТ 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве» Часть 2. Строительное производство.

Для содержания, обслуживания и надзора за работой газового хозяйства, включая узел учета, владелец должен иметь соответствующую лицензию.

Владелец обязан обеспечить содержание оборудования в исправном состоянии, а также безопасные условия его работы, организовав обслуживание, ремонт и надзор в соответствии с требованиями ФНППБ «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления», и других действующих нормативных документов.

Владелец на основании ФНППБ «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления», инструкций заводов-изготовителей с учетом особенностей данного узла учета обеспечивает разработку и утверждение производственной инструкции для персонала. Производственная инструкция и схема газоснабжения должны быть вывешены в котельной. Кроме того, каждый работник обслуживающий газовое хозяйство и узел учета должен иметь такую инструкцию в личном пользовании. К производственной инструкции по обслуживанию прилагается оперативная схема газопроводов котельной.

Владелец должен обеспечить:

- содержание оборудования в исправном состоянии;
- проведение своевременного планово-предупредительного ремонта и подготовку его к техническому освидетельствованию и государственной поверке;
- своевременное устранение выявленных неисправностей;
- обслуживание оборудования обученным и аттестованным персоналом;
- обслуживающий персонал – инструкциями, а также периодическую проверку знаний этих инструкций;
- выполнение обслуживающим персоналом производственных инструкций.

Ответственный за обслуживание газового хозяйства должен:

- регулярно осматривать оборудование в рабочем состоянии;
- проводить работу с персоналом по повышению квалификации;
- проводить техническое освидетельствование оборудования;

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

							000.00-000-ПЗ.С1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			14



- хранить паспорта оборудования и инструкции заводов-изготовителей по их монтажу и эксплуатации;
- проводить противоаварийные тренировки с персоналом;
- проверять правильность ведения технической документации при эксплуатации и ремонте;
- участвовать в комиссии по аттестации и периодической проверке знаний у обслуживающего персонала.

Ответственный за газовое хозяйство имеет право:

- отстранять от обслуживания персонал, допускающий нарушения инструкций или показавший неудовлетворительные знания;
- представлять владельцу предложения по привлечению к ответственности инженерно-технических работников и лиц из числа обслуживающего персонала, нарушающих правила и инструкции;
- представлять владельцу предложения по устранению причин, порождающих нарушения требований правил и инструкций.

#### 10. Технологические решения

Работы по монтажу узла учета будут проводиться в действующем ГРП в стесненных условиях методом узловой сборки.

– С наличием в зоне производства работ действующего технологического оборудования.

Для монтажа счетчиков используются комплекты прямых участков (КПУ), обеспечивающие формирования ламинарного потока газа, необходимого для нормальной работы счётчиков газа, и содержат места отбора давления. Внутренняя полость КПУ, места отбора давления выполнены согласно требований ГОСТ Р 8.740–2011 и технической документации на счетчики газа.

Изготовление и монтаж газопроводов производить в соответствии с СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы».

Сварные соединения стальных труб должны соответствовать ГОСТ 16037–80 «Соединения сварные стальных трубопроводов».

Перед сборкой и сваркой узлов газопровода произвести продувку сжатым воздухом для очистки внутренней полости от окалины, влаги. Провести испытания на герметичность с установленным оборудованием узла учета, в соответствии с СП 62.13330.2011. Газораспределительные системы. Рисп. = 0,75 Мпа, продолжительность испытания 12ч. Применять образцовый манометр с классом точности не менее 0,4.

После производства испытаний окрасить собранный участок эмалью за 2 раза по грунту в соответствии с указаниями ГОСТ Р 51164–98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

После монтажа провести вывоз мусора, образовавшегося в ходе выполнения работ, на площадке временного хранения, в соответствии с техническим регламентом обращения со строительными отходами.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

000.00–000–ПЗ.С1

Лист

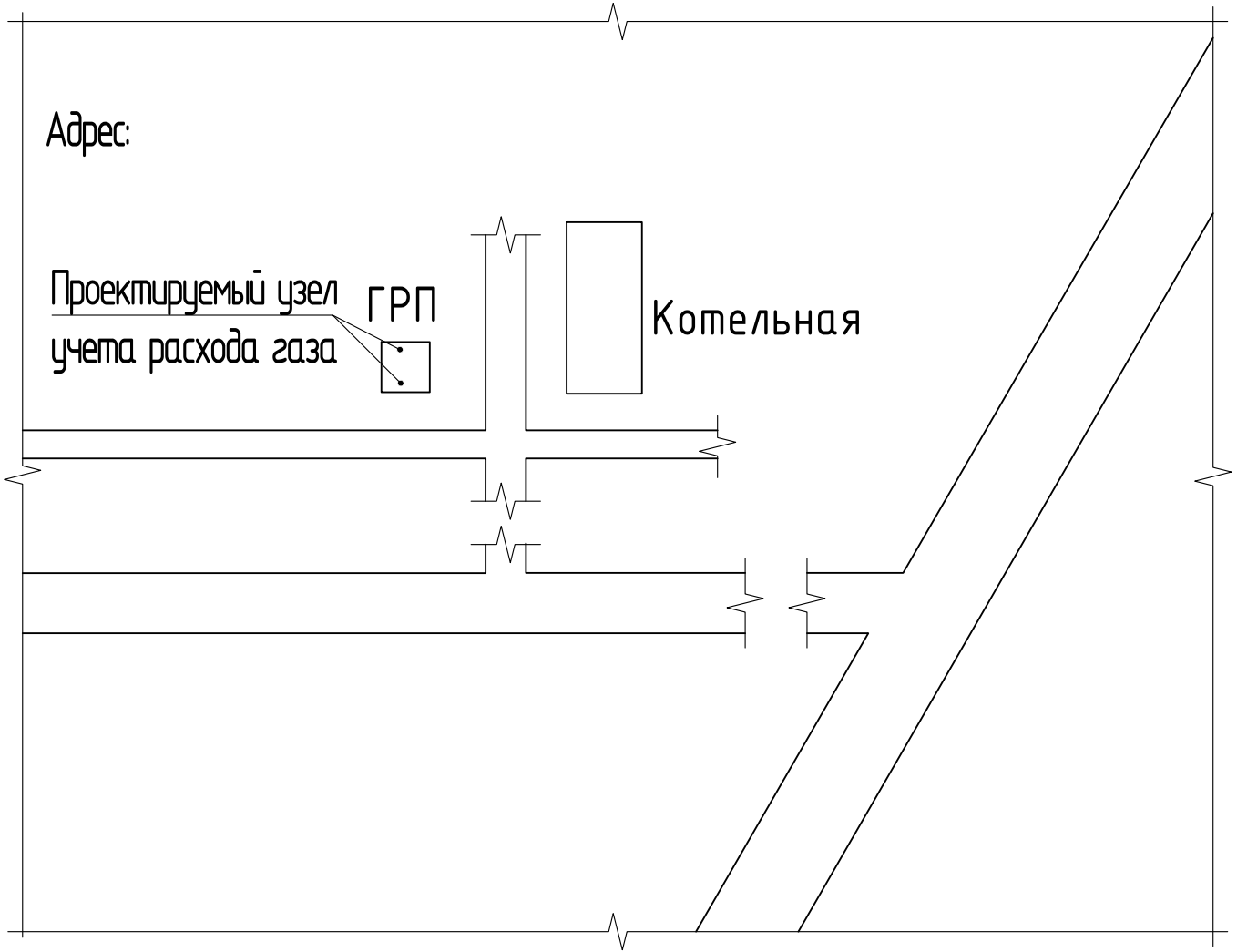
15

Адрес:

Проектируемый узел  
учета расхода газа

ГРП

Котельная



Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

000.00-000-ГСВ

Абонент: Юридическое наименование абонента  
Адрес: Фактический адрес установки ЧУГ

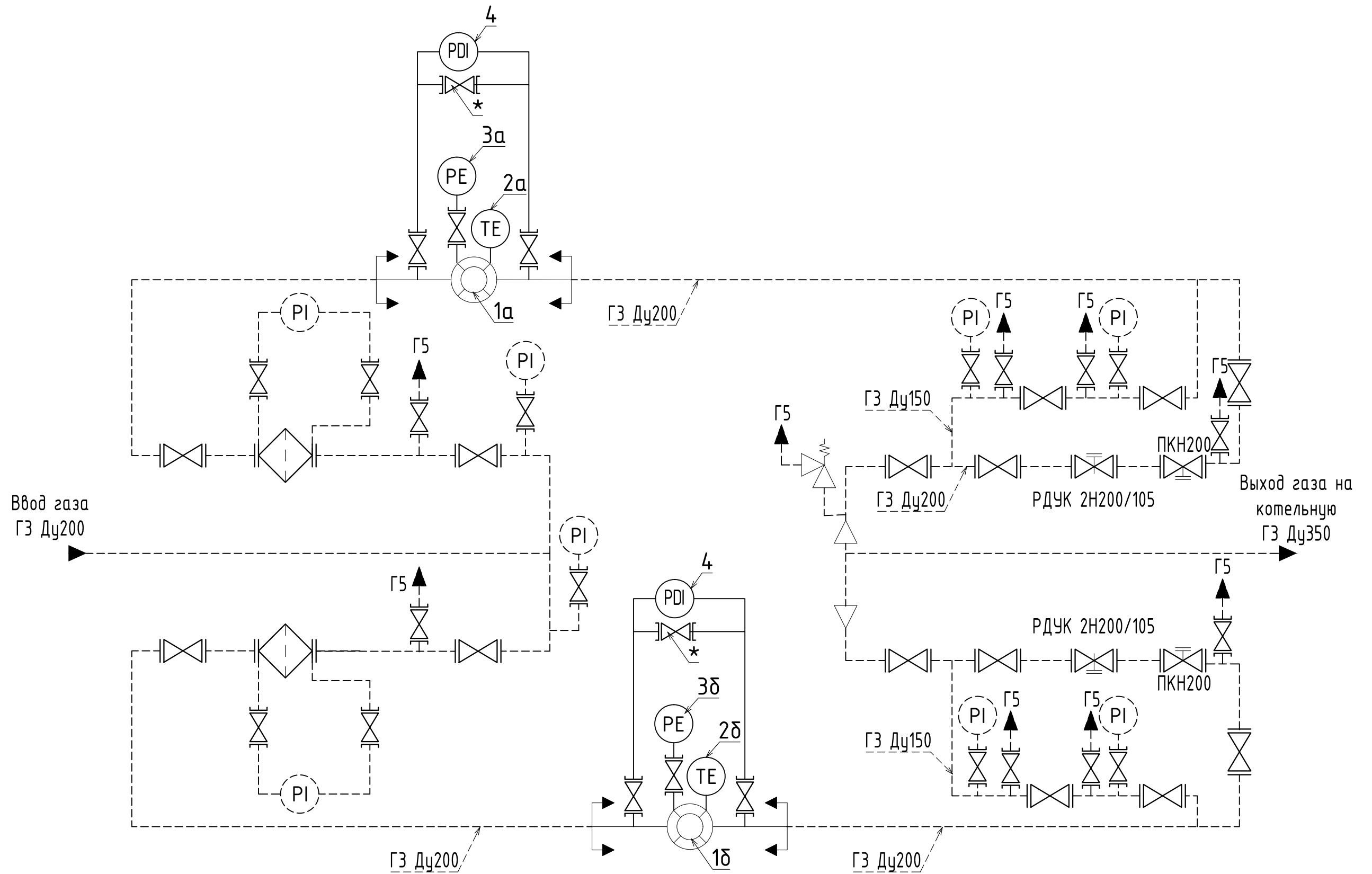
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал					2020
Чертил					2020
Проверил					2020
Н.Контроль					2020
Т.Контроль					

Автоматизированный коммерческий  
комплекс учета природного газа


Стадия	Лист	Листов
Р	1	1

Схема расположения объекта

Наименование проектной  
организации



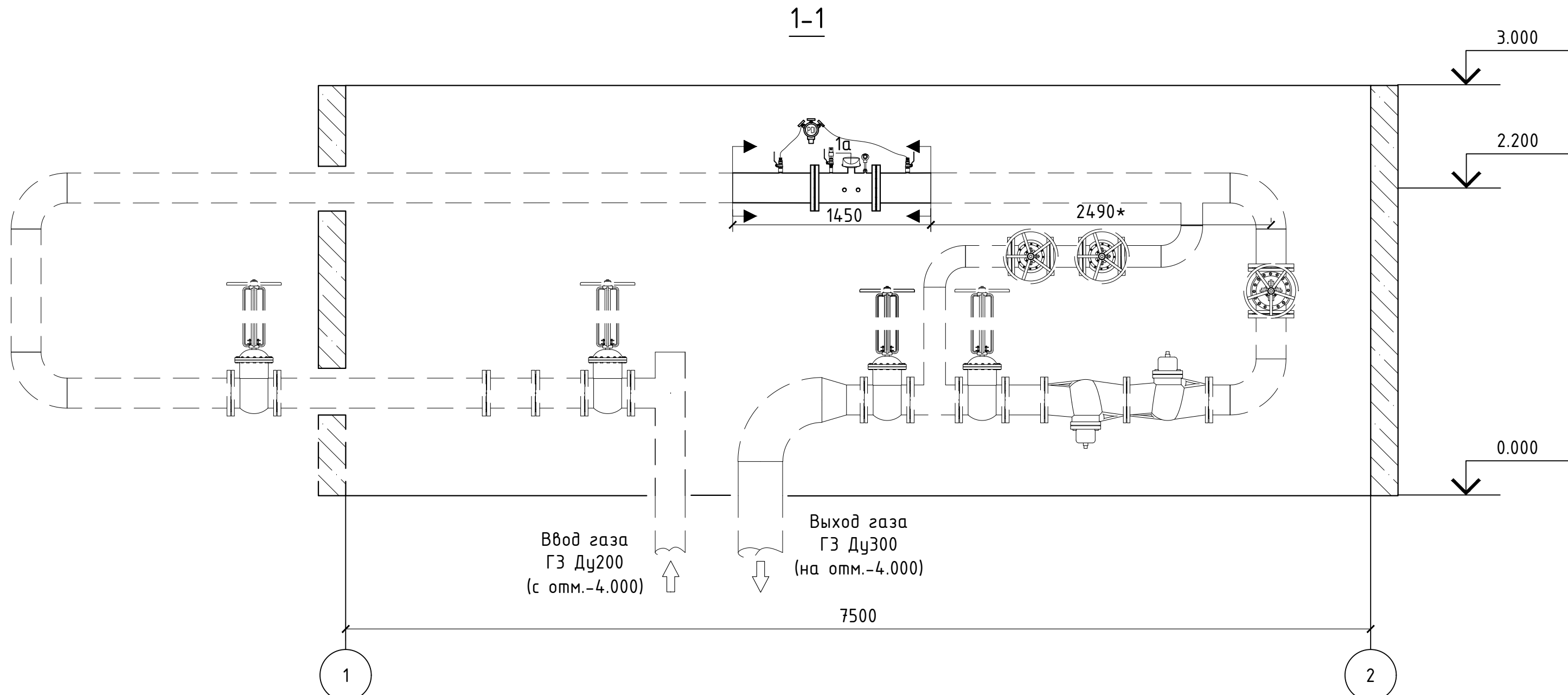
Примечание:

- 1. - - - - Газопровод существующий
- 2. ————— Газопровод проектируемый
- 3.  Граница проектирования
- 4. \* - 3х-ходовой вентильный блок в комплекте с дифманометром


						<b>000.00-000-ГСВ</b>					
						Абонент: Юридическое наименование абонента Адрес: Фактический адрес установки УЗРГ					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Автоматизированный коммерческий комплекс учета природного газа	Стадия	Лист	Листов		
Разработал					2020		Р	2	1		
Чертил					2020						
Проверил					2020						
						Н.Контроль					
						Т.Контроль					
						Схема узла учета расхода газа(УЗРГ)			Наименование проектной организации		

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





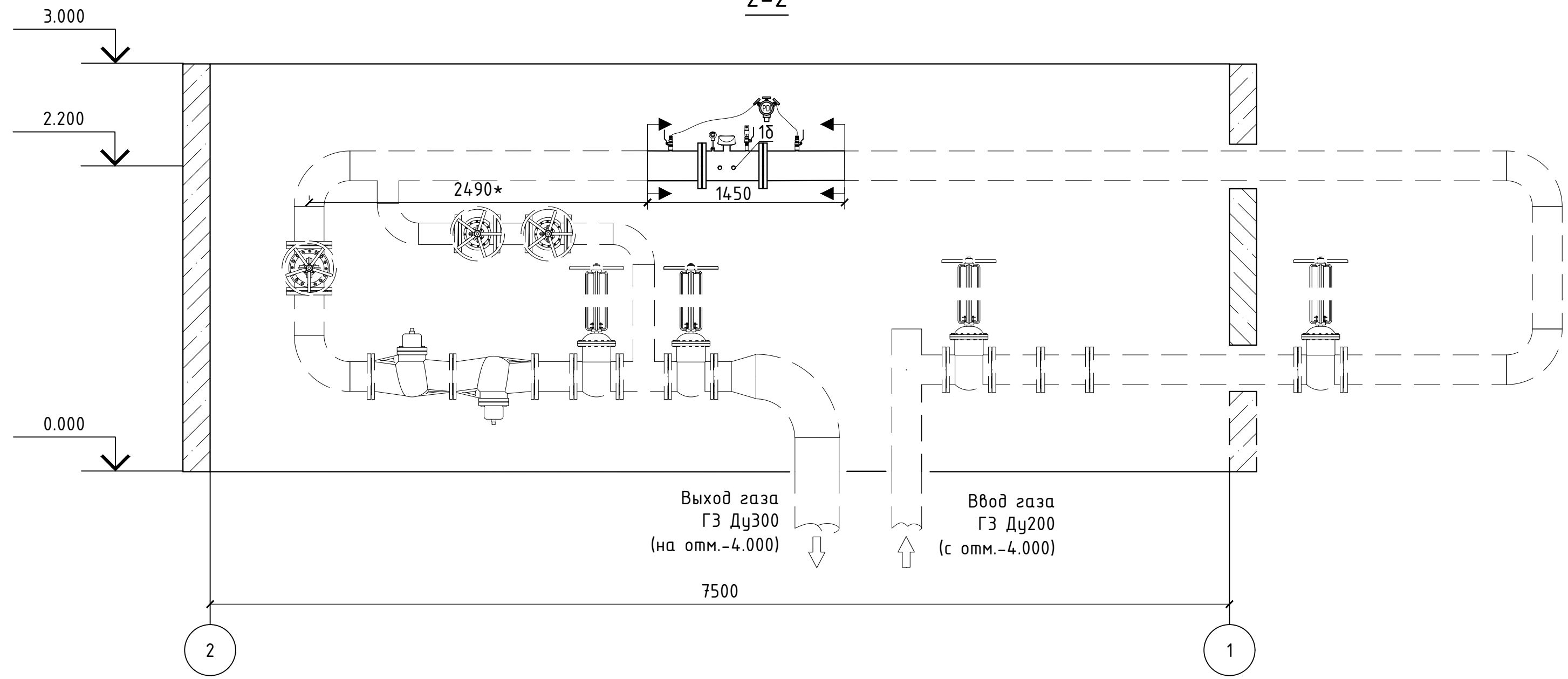
Примечание:

- 1. ----- Газопровод существующий
- 2. ————— Газопровод проектируемый
- 3.  Граница проектирования
- 4. \* -Размеры уточнить при монтаже
- 5. - Дифманометр установить в удобном для эксплуатации месте

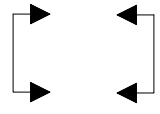
						<b>000.00-000-ГСВ</b>			
						Абонент: Юридическое наименование абонента Адрес: Фактический адрес установки ЧУГ			
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Автоматизированный коммерческий комплекс учета природного газа	Стадия	Лист	Листов
Разработал					2020		Р	4	1
Чертил					2020				
Проверил					2020				
Н.Контроль					2020				
Т.Контроль									
						Разрез 1-1	Наименование проектной организации		

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

2-2

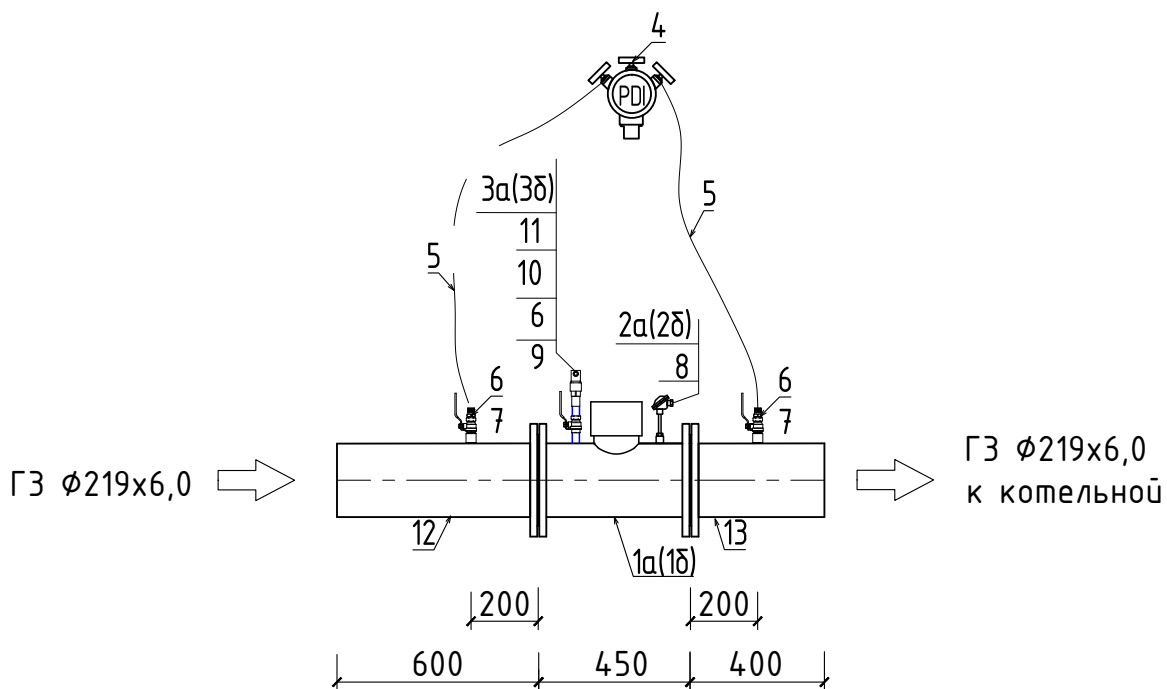


Примечание:

- 1. ----- Газопровод существующий
- 2. ————— Газопровод проектируемый
- 3.  Граница проектирования
- 4. \* -Размеры уточнить при монтаже
- 5. - Дифманометр установить в удобном для эксплуатации месте

						<b>000.00-000-ГСВ</b>			
						Абонент: Юридическое наименование абонента Адрес: Фактический адрес установки ЧУГ			
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Автоматизированный коммерческий комплекс учета природного газа	Стадия	Лист	Листов
Разработал					2020		Р	5	1
Чертил					2020				
Проверил					2020				
Н.Контроль					2020				
Т.Контроль									
						Разрез 2-2	Наименование проектной организации		

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



Поз. обознач.	Наименование	Количество	Единицы изм.
1а-1б	Счетчик газа СГ16МТ-2500-Р-3 Ду200	2	шт.
2а-2б	Термопреобразователь ТПТ-15-2-100П-А4-Н-98	2	шт.
3а-3б	Преобразователь давления МИДА-ДА-13П-К-Ех-У2	2	шт.
4	Дифманометр ДСП-80В-РАСКО (М20х1,5), в компл. с 3х-ходовым вентильным блоком (с кронштейном для установки)	2	шт.
5	Рукав соединительный САФП.302656.006 для ДСП-80В-Раско	4	шт.
5.1	Ниппель М12х1,5 НР/Г1/2 НР) САФФ.753157.005	4	шт.
6	Кран шаровой латунный Ду15 Ру16 газ, муфта-резьба	6	шт.
7	Бобышка Г1/2 ст.20 L=55	4	шт.
8	Гильза защитная ГЗ-6,3-6-2-98 М14х1,5 для термодатчика	2	шт.
9	Переходник М14х1,5 НР-Г1/2 ВН	2	шт.
10	Бочонок Ду15 Г1/2	2	шт.
11	Переходник М20х1,5 ВН-Г1/2 ВН	2	шт.
12	Прямой участок с фланцем Ду200 Ру16 до счетчика (L600)	2	к-т.
13	Прямой участок с фланцем Ду200 Ру16 после счетчика (L400)	2	к-т.

000.00-000-ГСВ

Абонент: Юридическое наименование абонента  
Адрес: Фактический адрес установки УУГ

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал					2020
Чертил					2020
Проверил					2020
Н.Контроль					2020
Т.Контроль					

Автоматизированный коммерческий комплекс учета природного газа

Стадия	Лист	Листов
Р	6	1

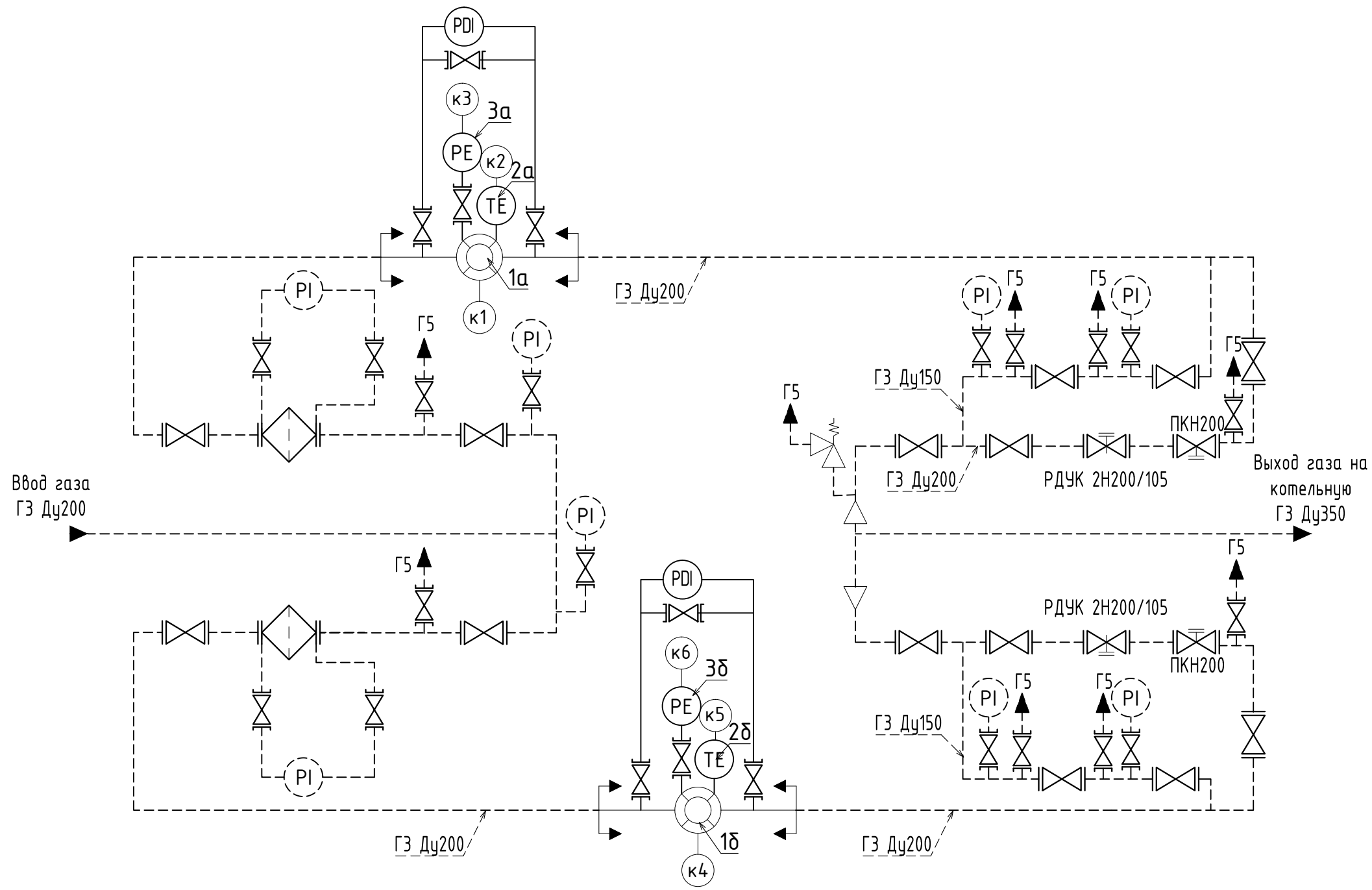
Эскизные чертежи датчиков

Наименование проектной организации

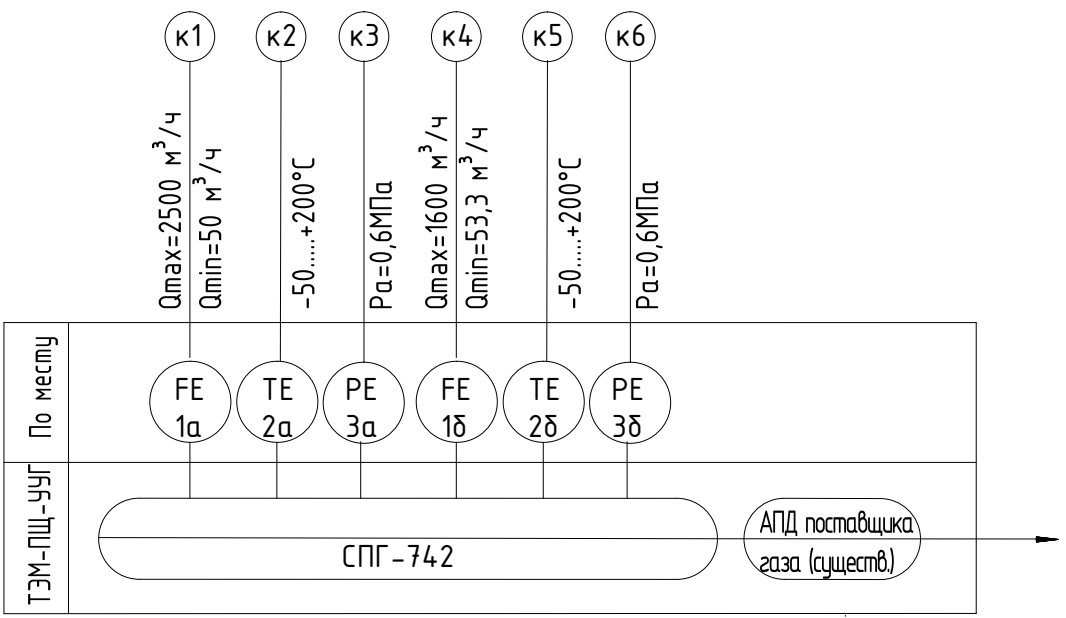
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



- Примечание:
- Газопровод существующий
  - Газопровод проектируемый
  - Граница проектирования

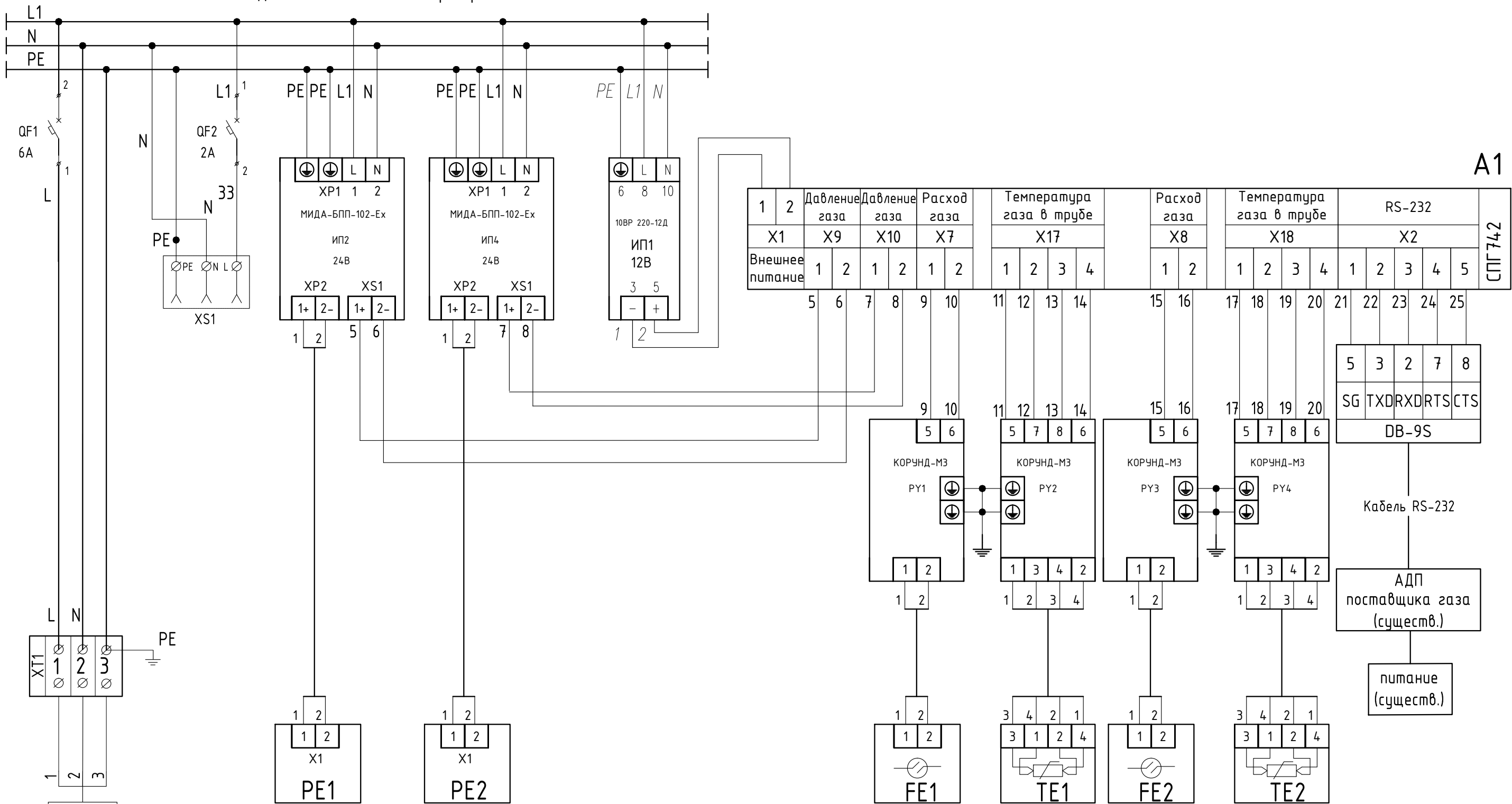


						<b>000.00-000-ГСВ</b>					
						Абонент: Юридическое наименование абонента Адрес: Фактический адрес установки УУГ					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Автоматизированный коммерческий комплекс учета природного газа	Стадия	Лист	Листов		
Разработал					2020		Р	7	1		
Чертил					2020						
Проверил					2020	Наименование проектной организации					
Н.Контроль					2020						
Т.Контроль						Схема автоматизации узла учета расхода газа (УУРГ)					

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



Для L и N использовать распределительный блок 2x7



A1

1	2	Давление газа	Давление газа	Расход газа	Температура газа в трубе				Расход газа	Температура газа в трубе				RS-232					СПГ 742
X1		X9	X10	X7	X17				X8	X18				X2					
Внешнее питание		1 2	1 2	1 2	1 2 3 4					1 2	1 2 3 4	1 2 3 4 5							
		5 6	7 8	9 10	11 12 13 14					15 16	17 18 19 20	21 22 23 24 25							

5	3	2	7	8	
SG	TX	DR	XD	RTS	CTS
DB-9S					

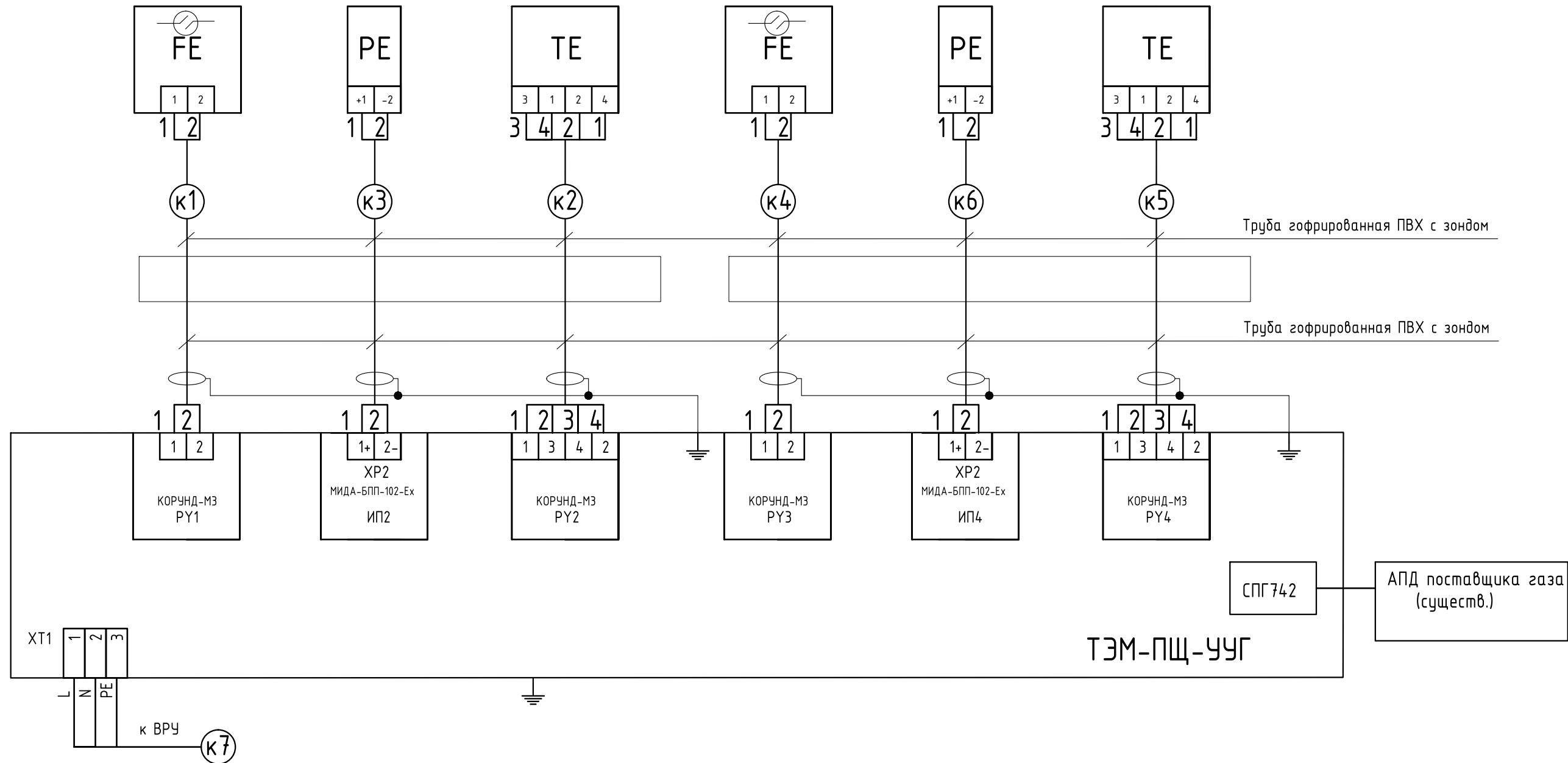
Кабель RS-232  
АДП поставщика газа (существ.)  
питание (существ.)

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

0m ВРУ

000.00-000-ГСВ						
Абонент: Юридическое наименование абонента						
Адрес: Фактический адрес установки УУГ						
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разработал					2020	
Чертил					2020	
Проверил					2020	
Н.Контроль					2020	
Т.Контроль						
Автоматизированный коммерческий комплекс учета природного газа				Стадия	Лист	Листов
Схема электрическая принципиальная ТЭМ-ПЩ-УУГ				P	8	1
				Наименование проектной организации		

Счетчик газа		Датчик давления		Датчик температуры		Счетчик газа		Датчик давления		Датчик температуры
1а		3а		2а		1б		3б		2б



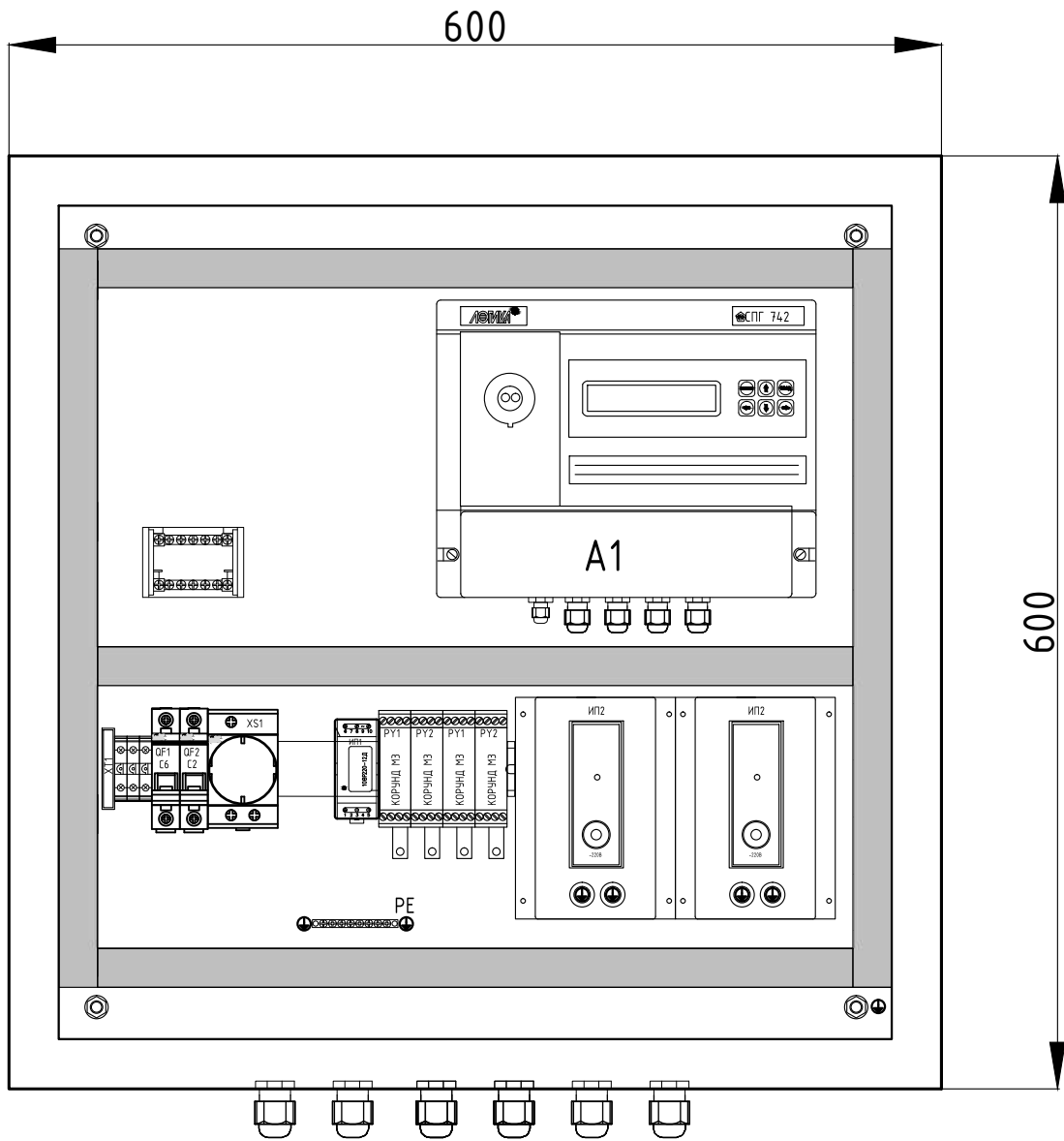
Кабель и провода				
Номер	Марка кабеля	Кол., шт.	Длина, м.	Примечание
к7	ВВГнг 3x2,5	1	*	Прокладку осуществляет заказчик
к1;к3;к4;к6	Кабель МКЭШ 02x0,75	4	*	
к2;к5	Кабель МКЭШ 05x0,75	2	*	

						<b>000.00-000-ГСВ</b>			
						Абонент: Юридическое наименование абонента Адрес: Фактический адрес установки УУГ			
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Автоматизированный коммерческий комплекс учета природного газа	Стадия	Лист	Листов
Разработал					2020		<b>Р</b>	<b>9</b>	<b>1</b>
Чертил					2020				
Проверил					2020				
Н.Контроль					2020				
Т.Контроль						Схема внешних соединений		Наименование проектной организации	

Взам. инв. №

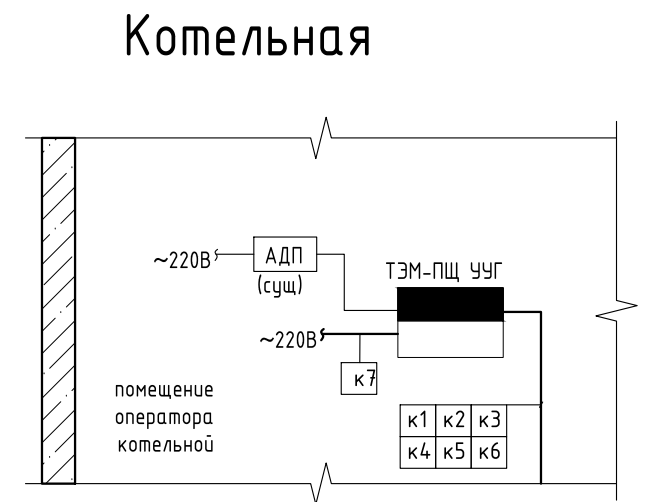
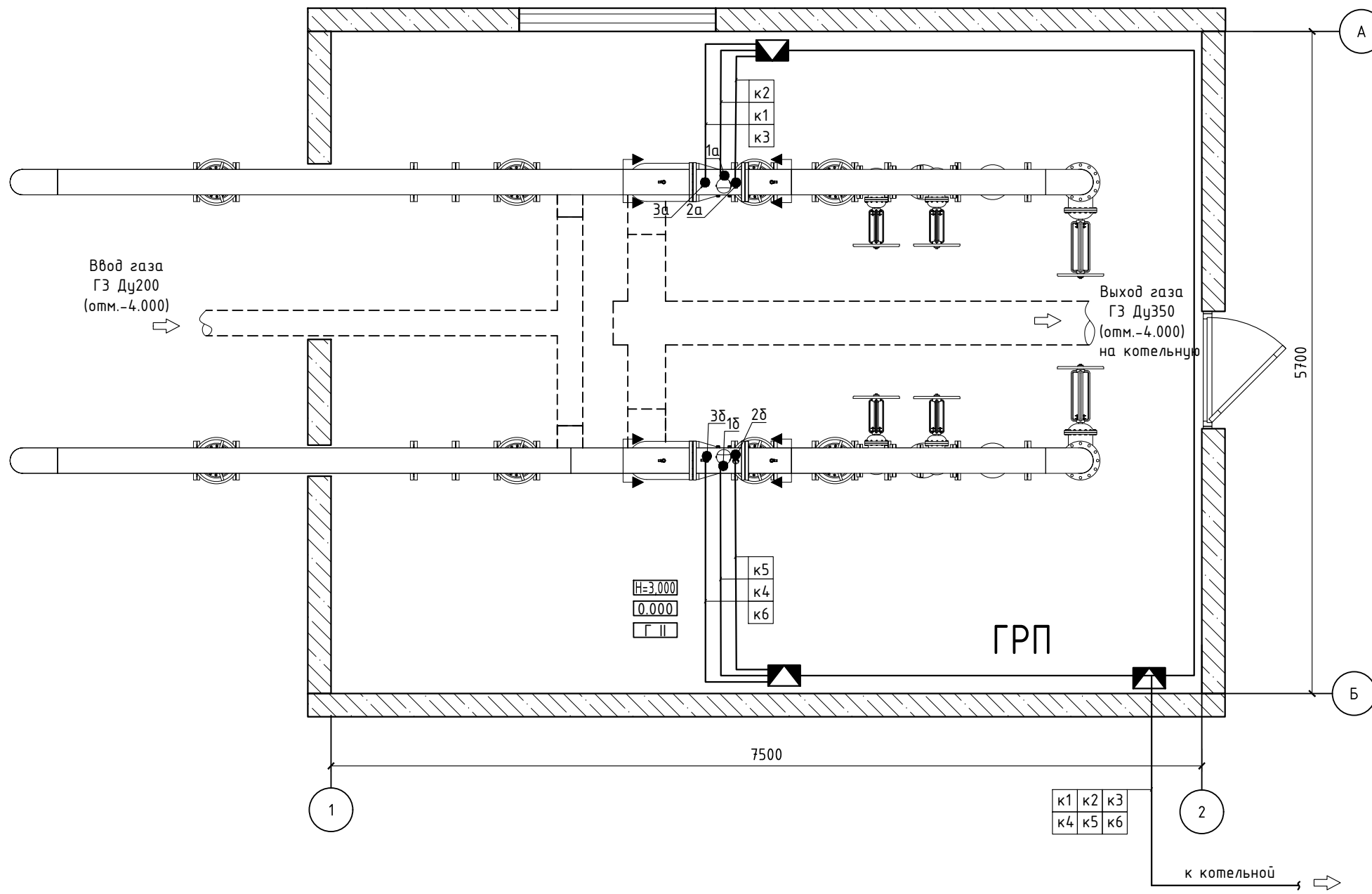
Подп. и дата

Инв. № подл.



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

<b>000.00-000-ГСВ</b>					
Абонент: Юридическое наименование абонента Адрес: Фактический адрес установки УЗГ					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал					2020
Чертил					2020
Проверил					2020
Н.Контроль					2020
Т.Контроль					
Автоматизированный коммерческий комплекс учета природного газа			Стадия	Лист	Листов
Общий вид щита			Р	10	1
			Наименование проектной организации		



Кабель и провода				
Номер	Марка кабеля	Кол., шт.	Длина, м.	Примечание
к7	ВВГнг 3х2,5	1	*	Прокладку осуществляет заказчик
к1;к3;к4;к6	Кабель МКЭШ 02х0,75	4	*	
к2;к5	Кабель МКЭШ 05х0,75	2	*	

000.00-000-ГСВ					
Абонент: Юридическое наименование абонента					
Адрес: Фактический адрес установки ЧУГ					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал					2020
Чертил					2020
Проверил					2020
Н.Контроль					2020
Т.Контроль					
				Автоматизированный коммерческий комплекс учета природного газа	
				План расположения оборудования и проводок	
			Стадия	Лист	Листов
			Р	11	1
				Наименование проектной организации	

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

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
<b>Оборудование.</b>									
1а,1б	Счетчик газа СГ-16МТ-2500-Р-3 Ду200 Q min=50м3/ч; Q max=2500 м3/ч; диапазон изм.1:50	СГ-16МТ-2500-Р-3		АО"Арзамасский приборостроительный завод"	шт.	2			
2а,2б	Термометр сопротивления ТПТ-15-2 100П, 0,00391 0С-1, кл. А L=98	ТПТ-15-2-100П-А4-Н-98 ТУ4211-030-17113168-98		Термико Москва	шт.	2			
3а,3б	Преобразователь абсолютного давления МИДА-ДА-13П 1,0 Мпа (4-20) мА	МИДА-ДА-13П-К-Ех-У2- 0,5/1,0МПа-01-М20-П		ЗАО "Мидаус" Ульяновск	шт.	2			
4	Дифманометр ДСП-80В-РАСКО-К 1,0 кПа класс точности 1,5, с вентильным блоком и кронштейном	ДСП-80В-РАСКО-К 4,0кПа		НПФ «РАСКО» Москва	шт.	2		ДР на счетчике	
5 (5.1)	Рукав соедин. (с переход.) САФП.302656.006 для ДСП-80В-Раско (L = 1м - 2 шт.) + САФФ.753157.005 (M12x1,5 ниппель ВНЕ / G1/2 - ВНЕ 2 шт.)			НПФ «РАСКО» Москва	к-т.	4			
6	Кран шаровой латунный Ду15 Ру16 газ, муфта-резьба, ручка	11Б27П А11		ООО "Бологовский арматурный завод"	шт.	6			
7	Бобышка G1/2 ст.20 L=55	БТП1-02		"ТЭМ"	шт.	4			
8	Гильза защитная для термодатчика L=98 мм, Ру 6,3 МПа, сталь 20	ГЗ-6,3-6-2-98 M14x1,5		Термико Москва	шт.	2			
9	Переходник M14x1,5 НР-G1/2 ВН			"ТЭМ"	шт.	2			
10	Бочонок Ду15 G1/2			"ТЭМ"	шт.	2			
11	Переходник M20x1,5 ВН-G1/2 ВН			"ТЭМ"	шт.	2			
12	Прямой участок с фланцем Ду200 Ру16 до счетчика (L600)			"ТЭМ"	к-т.	2			
13	Прямой участок с фланцем Ду200 Ру16 после счетчика (L400)			"ТЭМ"	к-т.	2			
д/п	Имитатор СГ Ду-200			"ТЭМ"	шт.	2			
д/п	Швеллер горячекатаный 8	ГОСТ 8240-97			м.	10			
д/п	Эмаль ПФ-115 (желтая),вес банки 0,9 кг	ПФ-115			шт.	1			
д/п	Грунт-эмаль по ржавчине 3 в1 Экодом черная Рознеда (банка 2,5 кг)				шт.	2			
<b>Шкаф ТЭМ-ПЩ-УУГ в составе:</b>									
	СПГ 742 корректор расхода газа			АО НПФ ЛОГИКА	шт.	1		А1	
	АПД поставщика газа				шт.	1		Существ.	
	Автоматический выключатель 1П 6 С	MVA20-1-006-С		ИЭК	шт.	1		QF1	
				000.00-000-ГСВ.СО					
				Абонент: Юридическое наименование абонента					
				Адрес: Фактический адрес установки УУГ					
				Изм.	Кол.уч	Лист	№доку	Подп.	Дата
				Разраб.					2020
				Чертил					2020
				Прверил					2020
				Н.Контроль					2020
				Автоматизированный коммерческий комплекс учета природного газа					
				Спецификация оборудования, изделий и материалов					
				Стадия	Лист	Листов			
				Р	1	2			
				НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ					

Согласовано

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №



**БАЗА НАСТРОЕЧНЫХ ДАННЫХ СПГ 742**

**Состав узла учета:**

	расход	температура	давление	Абонент:
T1	СГ16МТ-2500-РЗ	ТПТ-15-2	Муда-ДА-13П	Адрес:

Телефон:

Ответственный:

№ п/п	Обознач. параметра	Значение параметра	Ед. изм.	Описание параметра
-------	--------------------	--------------------	----------	--------------------

**Общие настроечные данные**

1	СП	1	д/р	Схема потребления
2	ПИ	600	сек.	Период измерений
3	ДО	**	дд-мм-гг	Дата отсчета
4	ТО	**	чч-мм	Время отсчета
5	ПЛ	0	д/р	Перевод часов на летнее время
6	СР	1	дд	Расчетные сутки
7	ЧР	10	чч	Расчетный час
8	Vд		м <sup>3</sup>	Суточная норма поставки газа
9	гс	0,69	кг/м <sup>3</sup>	Плотность сухого газа при стандартных условиях.
10	гв	0	д/р	Содержание влаги в газе
11	Ха	0,0081	д/р	Содержание азота в газе
12	Ху	0,0002	д/р	Содержание диоксида углерода в газе
13	ВД/РЗ	1	д/р	Признак включения датчика давления РЗ в схему
14	ВД/Рд	0	д/р	Признак включения датчика барометрического давления
15	Рдк	101,325	кПа	Константа барометрического давления
16	NT	0	д/р	Сетевой номер
17	ИД		д/р	Идентификатор
18	КИ1	15	д/р	Конфигурация интерфейса (разъем Х2)
19	КИ2	150	д/р	Конфигурация интерфейса (разъем Х3)
20	СН	0	д/р	Управление выходным дискретным сигналом
21	КД	0	д/р	Контроль сигнала на дискретном входе
22	ПС	0	д/р	Печать суточных отчетов
23	ПМ	0	д/р	Печать месячных отчетов
24	КУ1...КУ5	0	д/р	Контроль по уставкам
25	УВ1...УВ5	**	д/р	Верхняя уставка
26	УН1...УН5	**	д/р	Нижняя уставка

000.00-000-ГСВ.БД

Изм.	Кол.	Лист	Ндок	Подп.	Дата	База данных для программирования СПГ 742	Стадия	Лист	Листов
Разработал							Р	1	2
Проверил							Наименование проектной организации		
Н.Контроль									
Т.Контроль									

№ п/п	Обознач. параметра	Значение параметра	Ед. изм.	Описание параметра
<b>Параметры по первому трубопроводу</b>				
27	ВД/Qp1	1	δ/р	Признак включения датчика объема в схему потребления
28	Qp1k	0	м <sup>3</sup> /ч	Константа рабочего расхода
29	ВП/Qp1	2500	м <sup>3</sup> /ч	Верхний предел диапазона изменения рабочего расхода
30	НП/Qp1	50	м <sup>3</sup> /ч	Нижний предел диапазона измерений рабочего расхода
31	ЦИ/Qp1	1	м <sup>3</sup> /имп	Цена импульса выходного сигнала датчика объема
32	Vн/Qp1		м <sup>3</sup> /ч	Начальный объем.
33	ФС/Qp1	0	δ/р	Режим фильтрации входного сигнала
34	ОТС/Qp1	0	м <sup>3</sup> /ч	Отсечка самохода
35	ВД/P1	1	δ/р	Признак включения датчика давления в схему потребления
36	P1k	0,103	МПа	Константа давления
37	[P1]	1	МПа	Единицы измерения параметров, имеющих размерность давления
38	ТД/P1	1	δ/р	Тип датчика давления. 1-датчик абсолютного давления, 2-датчик избыточного давления
39	ВП/P1	1,00	МПа	Верхний предел диапазона измерения давления
40	КС/P1	0	МПа	Поправка на высоту столба разделительной жидкости
41	ВД/ΔP1	0	δ/р	Признак включения датчика перепада давления в схему потребления
42	ДК/ΔP1	0	δ/р	Динамический контроль перепада давления ΔP1
43	ВД/t1	1	δ/р	Признак включения датчика температуры в схему потребления
44	t1k	4	°C	Константа температуры
45	ТД/t1	0		Тип датчика температуры. 0-100П, 1-Pt100, 2-100M

\* – параметр задается по паспорту прибора

\*\* – значения параметров корректируются при наладке

						000.00-000-ГСВ.БД	Лист
Изм.	Кол.	Лист	Ндок	Подп.	Дата		2



**Характеристика газоиспользующего оборудования**

Наименование точки подключения, адрес	Наименование агрегата и его порядковый номер	Тип агрегата	Тип и количество горелок на агрегат	Проектный расход газа на агрегат, м <sup>3</sup> /час	Тип и количество коммерческих приборов учёта расхода газа	Наличие жилья и соц. значимых объектов	Сторонние потребители тепла
Объект:	Котёл паровой	ДКВр-10/13	ГМГ-5М - 2 шт.	макс. 1694	СПГ-761	Микрорайон	
	Котёл паровой	ТПУ-35 №2	ГМГ-5,5/7 – 4 шт.	макс. 3148			
	Котёл водогрейный	КВГМ-50	РГМГ-20 – 2шт.	макс. 6532			

Главный инженер \_\_\_\_\_

Ответственный за газовое хозяйство

Тел. \_\_\_\_\_