НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Абонент: Юридическое наименование абонента

Адрес: Фактический адрес установки УУГ

ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ УЗЛА УЧЕТА ГАЗА

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:			Согласовано:		
Главный инженер проекта					
	/	/		/	/
«»	2020 z.		«»	2020 z.	

2020 г. Город

Состав проекта Ведомость основных комплектов.

Раздел	Обозначение	Наименование	Примечание
		Состав проекта	
1.	-ГСВ	Газоснаδжение внутренние устройства	
2.	-АГСВ	Автоматизация и КИП технологического комплекса	
		учета природного газа	
3	- П	Приложения	

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 _____

						-ГСВ Абонент: Юридическое наименование абонента Адрес: Фактический адрес установки УУГ				
Изм.	Кол.уч.	/lucm	Nº	Подп.	Дата					
Разр	аботал				2020	Автоматизированный коммерческий Стадия Лист Листо				
Черт	uЛ				2020	комплекс учета природного газа	D	1	14	
Пров	ерил				2020	Kominieke g iema ripapoonoeo easa	Г	I		
Н.кон	ımp.				2020		НАИМЕНОВАНИЕ			
Т.кон	ımp.					Состав проекта	ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ			

	Содержание								
Поз.	Обозначение	Наименование	Примеч.						
		Содержание							
		Пояснительная записка							
1		Общая часть							
1.1		Основание для разработки проекта							
1.2		Исходные данные для разработки проекта							
1.3		Действующие нормативные документы по газоснабжению							
1.4		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							

							/lucm
						-ГСВ	2
Изм.	Колуч.	/lucm	№ док.	Подп.	Дата		Z

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1. Общая часть

	np	продн	020 Z	аза ко	пельной	проекта Автоматизированного коммерческого комплекса уч	iema			
	1.2. Ис	ходны	ми да	ННЫМИ	дия раз	работки проекта послужили:				
	–Tex	кничес	кое з	адание	на выг	юлнение работ по модернизации котельной в части технич	IECK020			
	nepe	воору	жения	узлов	учета а	easa;				
	- Te	≥хнич	ески	е усло	вия N	от выданные				
	0δα	ледов	ание	объекп	па и нап	пурные обмеры.				
	1.3. Де	eūcm6 <u>u</u>	јющие	норма	тивные	документы по газоснабжению.				
	_	Паспо	pma,	техні	J46СКП6	данные и руководства по эксплуатации на приме	няемое			
		обору	-							
	_	Серти	фикаг	пы Гос	тандар	та России и разрешения ГТТН РФ на применяемое оборудова	Hue.			
	_	Госуда	арств	енные	реестры					
Пп	лект Р	НПОЛЬ	ен в	ററന്നില	тствии	с требованиями следующих нормативных документов:				
•	P 8.7					природного газа. Общие требования к методикам измерений.				
	аз Ми			ccuu		ерждении Правил учета газа".				
•	0.12.20	•			_					
СП 8	9.13330).2016			Котельн	ные установки				
	21–01		999)		•	ая безопасность зданий и сооружений.				
	12.1.01	18–93				Тожаровзрывобезопасность статического электричества.	Общпе			
(2001)				требова	Іния.				
ГОСТ	7512-	.82*(20	003)		Контрол	ть неразрушающий. Сварные соединения. Радиографический ме	етод.			
РД 1	53–34.	1-003-	-01		Сварка,	термообработка и контроль трубных систем, кот	лов и			
					трубопр	ооводов при монтаже и ремонте энергетического оборудован	UЯ.			
ГОСТ	142	202–69) (Д	ama	Трубопр	оводы промышленных предприятий. Опознавательная о	краска,			
актуализации 01.02.2017) предупреждающие знаки и маркировочные щиты										
ГОСТ 21.609–2014 СПДС Правила выполнения рабочей документации внутренних сист										
газоснабжения.										
ГОСТ	33259	9-2015			Фланцы	1 31 1				
					HOMUHQ/	іьное давление до PN250. Конструкция, размеры и общетехні	146CKN6			
							Лист			
						-ГСВ	3			
Изм.	Кол.уч.	/lucm	№ док.	Подп.	Дата		ر ا			

	требования. (ISO 7005-1:2011, NEQ) (ISO 7005-2:1988 NEQ)								
ΓΟCT 15180–86 (2002)	Прокладки плоские эластичные. Основные параметры и размеры.								
(Дата актуализации									
01.02.2017)									
ΓΟCT 21.1101–2013	Система проектной документации для строительства								
ПУЭ. 2003 г.	Правила устройства электроустановок.								
ГОСТ Р 8.740-2011	Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных,								
ротационных, и вихревых расходомеров и счетчиков									
N 116-Ф3 om 21.07.1997	Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных								
(ped. om 02.06.2016 z.)	производственных объектов».								
N 69-ФЗ от 31.03.1999 (с	Федеральный закон «О газоснабжении».								
изм. на 5.12.2016 г.)									
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	Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок								
от 19.02.2016 N 74н)	, , , , , , , , , , , , , , , , , , , ,								
ΓΟCT 16037–80	Соединения сварные стальных трубопроводов								
	1 13 1								
Постановление	Правила противопожарного режима в РФ								
правительства РФ №390									
от 25.04.2012 (с изм. 20									
сентября 2016 г.)									
Приказ Ростехнадзора от	"Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной								
15.11.2013 N 542	безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и								
(Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30929)	газопотреδления"								
1 occad 51.12.2015 14 50727									
ΓΟCT30319.1–2015	«Газ природный. Методы расчёта физических свойств. Общие положения».								
Om 2017-01-01									
ГОСТ30319.2–2015	«Газ природный. Методы расчёта физических свойств. Вычисление								
Дата введения	физических свойств на основе данных о плотности при стандартных								
2017–01–01	условиях и содержании азота и диоксида углерода»								
ГОСТ30319.3-2015	«Газ природный. Методы расчёта физических свойств. Вычисление								
Дата введения	физических свойств на основе данных о компонентном составе».								
2017-01-01									
Приказ Минэнерго России	"Οδ утверждении перечня измерений, относящихся к сфере								
om 15.03.2016 N 1 7 9	государственного регулирования обеспечения единства измерений,								
	выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и								
	/lucm								
	-rcb								
Изм. Колуч. Лист № док. Подг	- 4								

обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений" (Зарегистрировано в Минюсте России 08.04.2016 N 41718)

1.4. 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.

							/lucm
						-ГСВ	Г.
Изм.	Колуч.	/lucm	№ док.	Подп.	Дата		ر

2. Краткая характеристика существующего объекта.

Сеть газопотребления котельной, расположенной по адресу:

состоит из следующего газоиспользующего оборудования: Котельная с девятью котлами Энергия 3, работающими в отопительный период совместно. В межотопительный период котельная не работает. Установленная мощность котельной в водогрейной части составляет 5,486 Гкал/ч. Газоснабжение осуществляется по газопроводу среднего давления Ду 125.

Газовый счетчик устанавливается на вводе в котельную на газопроводе среднего давления. Диаметр газопровода в месте установки узла учета — Ду100

Подвод газа к газоиспользующему оборудованию осуществляется путем разветвления основного газопровода.

Помещение котельной 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 СО₂ и СН₄ с оборудованием вентиляции рабочих мест.

Техническое перевооружение узла учета газа состоит в полной замене узла учета. Существующий узел учета потребления газа организован на базе расходомера

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

3. Основные показатели по газоснабжению

В качестве топлива используется природный газ по ГОСТ 5542–2014 с Орн=8075 ккал/м3 Максимальный часовой расход газа котлом определяется по формуле: G=Qmax/ Орн * п (нм3/ч),

Где: Отах – максимальная мощность котла, равна 762000 ккал/час;

Орн – теплотворная способность газа, равна 8075 ккал/нм3;

n – КПД котла, 82,8%

Максимальный расход газа при работе на полной мощности котла Энергия–3, мощностью 0,762 Гкал/ч составит: G=762000 / (8075*0,828) =114 нм3/ч

Расход газа указан в нм3/4, приведенных к 0,1013 МПа и T = 293,15 К

Наименование	Обоз	Ед. изм		
Пиименооиние	0003	LU. U3M	MIN	MAX
Расход природного газа в отопительный				
период				
Котел №1 Энергия–3 водогрейный	G	нм³/ч	63	114
Котел №2 Энергия–ЗМ водогрейный	G	нм³/ч	63	114
Котел №3 Энергия–ЗМ водогрейный	G	нм³/ч	63	114

							/lucm
						-ГСВ	6
Изм.	Кол.уч.	/lucm	№ док.	Подп.	Дата		O O

Котел №4 Энергия–3 водогрейный	G	нм³/ч	63	114	
Котел №5 Энергия–3М водогрейный	G	нм³/ч	63	114	
Котел №6 Энергия–3М водогрейный	G	нм³/ч	63	114	
Котел №7 Энергия–ЗМ водогрейный	G	нм³/ч	63	114	
Котел №8 Энергия–3 водогрейный	G	нм³/ч	63	114	
Котел №9 Энергия–3 водогрейный	G	нм³/ч	63	114	
Расход природного газа котельной	G	нм³/ч	63	1026	
Давление в подводящем газопроводе	Pu	кПа(МПа)	140	140 (0,14)	
Плотность газа	Qc	KS/M³.	0,683 npu	t=20°C	

4. Основные проектные решения.

Конфигурация узла учета расхода газа

Измеряемый	Преобразователь	Устан-ный	Диапазон	Погрешность									
параметр	' '	размер	измерени -	, измерени <u>т</u>									
Γασοπροδοσ													
Расход	Счетчик газа		Q _{mi} =20м³/ч	±2 % om Q _{min}									
	CTF-100-650	Ду=100 мм	Q _{max} =650 м³/ч	∂o 0,1 Q _{max}									
				±1 % 0,1 Q _{max} do Q _{max}									
Потери	Дифманометр ДСП-80 dP= 2,5 кПа		2,5 кПа	±2,5 %									
давления на	кл.2,5												
счетчике													
Температура	Термосопротивление ТПТ-17-1,	L=73 mm	t=-50-100 °C	±(0,15+0,002*†)									
	100П, 0,00391 ℃⁻, кл. А												
Давление	Преобразователь абсолютного		0,4ΜΠα	±0,5 %									
	давления МИДА-ДА-13П-К-Ех-У2-												
	0,5/0,4МПа-01-М20-П (4-20) мА												
	Корр	ектор											
Объем газа,	СПГ-761.2	244x220x70	0-9 * 10 ⁸ м³/ч	Объем или									
приведенный			0-9*10 ¹¹ м³	массовый расход:									
к				±0,05 %;									
стандартным				сопротивления:									
условиям				±0,15%									

							/lucm
						-ГСВ	7
Изм.	Колуч.	/lucm	№ док.	Подп.	Дата		7

Счетичик газа СТГ-100-650 имеет импульсный выход на корректор объема газа СПГ-761.2 Корректор соответствиет 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. Для измерения давления газа в корпус счетчика устанавливается преобразователь абсолютного давления МИДА-ДА-13П-К-Ех-У2-0,5/0,4МПа-01-М20-П, Р=0,4МПа. Для измерения *чстанавливается* (B температуры DEDS корпцс счетчика защишной savp36) термопреобразователь TΠT-17-1-100Π-A4-H-73. Для параметров pesucmpayuu измеряемых природного газа и приведения рабочего объема газа к стандартным исловиям устанавливается корректор расхода газа СПГ-761.2 (АО НПФ «Логика» СП δ). Корректор обеспечивает архивацию и вывод на дисплей всех измеряемых параметров.

Для обеспечения надежной работы счетчика в течение длительного срока эксплуатации в котельной перед счетчиком устанавливается фильтр для очистки газа от механических примесей типа ФГ16–100 Дц100 с индикатором загрязненности.

Для контроля потери давления на счетчике устанавливается дифманометр ДСП-80. Отбор перепада давления на счетчике осуществляется через штуцеры 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 к дифманометру должны иметь уклон к горизонтали не менее 1:12. Внутренний диаметр соединительных трубок должен соответствовать значениям, приведенным в таблице в 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 пневмоудара при настройке системы защиты, обязательно вместо счетчика устанавливать имитатор.

Расчет газопровода на пропускную способность определен оптимальным соотношением перепада давления на участке газопровода и диаметра газопровода. Расчет газопровода на прочность и устойчивость выполнен с учетом величины и направления действующих на газопровод нагрузок, а также времени их действия, исключающий возможность разрушения и недопустимых деформаций газопроводов, которые могут привести к возникновению аварийных ситуаций. Толщина стенок труб и соединительных деталей газопроводов определена расчетом с учетом величины давления природного газа, внешних воздействий и коэффициентов надежности, принимаемых исходя из условий прокладки газопровода и обеспечения безопасности, а также с учетом материала труб.

							/lucm
						-ГСВ	Ω
Изм.	Колуч.	/lucm	№ док.	Подп.	Дата		O

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°С равен 1 (например, метан, воздух и др.) пересчет производится по следующей формуле:

$$V_p = \frac{V_n \cdot P_h \cdot (273.15 + t_g)}{293.15 \cdot (P + P_6)}$$

где: V_n - объем газа приведенный к условиям по ГОСТ 2939-63, нм³;

 V_{p-} объем газа при рабочих условиях, м 3 ;

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

 P_{s-} барометрическое давление, МПа;

 $P_h - 0,1013 \ M\Pi a - нормальное давление$

 t_{q^-} значение рабочей температуры газа на расстоянии не более 5D от счетчика.

Расход газа, потребляемого котлами (согласно данным на котлы):

 G_{max} = 1026 нм³/ч, приведенных к 0,1013 МПа и T = 293,15 К.

 $G_{m} = 63$ нм³/ч, приведенных к 0,1013 МПа и T = 293,15 К.

При Ри=0,14 МПа и т=+25℃.

Vp max = $1026 *0.1013*(273.15+25) /293.15*(0.14+0.1013) = 438,07 \text{ m}^3/\text{y}$ Vp min = $63*0.1013*(273.15+25) /293.15*(0.14+0.1013) = 26,9 \text{ m}^3/\text{y}$

При Pu=0,14 МПа и t=-20°С.

Vn max = $505,52 \times 0.1013 \times (273.15 + (-20)) / 293.15 \times (0.14 + 0.1013) = 371,95 \text{ m}^3/\text{y}$ Vn min = $63 \times 0.1013 \times (273.15 + (-20)) / 293.15 \times (0.14 + 0.1013) = 22,84 \text{ m}^3/\text{y}$

К установке принят счетчик газа типа СТГ-100-650 Ду100 мм с диапазоном измерения расходов G = 20-650 м3/ч при основной относительной погрешности измерения объема газа в диапазоне расходов от Qmin до 0,1 Qmax $\pm 2\%$, в диапазоне расходов от Qmax до 0,1 Qmax $\pm 1\%$.

							/lucm
						-ГСВ	Q
Изм.	Кол.уч.	/lucm	№ док.	Подп.	Дата		7

6. Расчет перепада давления на счетчике

Расчет перепада давления на счетчике типа СТГ-100-650 Ду100 мм.

Для подбора средств измерений потери давления определяются верхний предел его диапазона измерений ΔРвп=1,5*ΔP,

где 1,5— коэффициент, учитывающий 50% превышение допустимой потери давления ΔP на счетчике с течением времени;

ΔР – допустимое значение потери давления, Па;

Допускаемое значение потери давления (ΔP) на счетчике для конкретных рабочих условий рассчитывают по формуле:

$$\mathrm{dP} = dP_p \frac{p_{c^*}P}{p_{c^p}*P_p}$$
, sde

 $dP_p = 980\Pi a$ — перепад давления на счетчике, определенный из графика перепада давления при расходе Qmax в рабочих условиях (из описания на счетчик), Па

Р=(Ризм.+Ра), МПа – давление газа (абсолютное) при конкретных рабочих условиях;

Ризм. Измеренное избыточное давление, Р=0,14 МПа;

Ра – атмосферное давление. Ра=0,1 МПа;

Pp — значение давление газа при стандартных условиях, для которых регламентированы потери (для которых построен график) Pp=0,101 MПа;

 p_c =0,684 кг/м 3 — значение плотности измеряемого природного газа при стандартных исловиях;

 p_{ϕ} =1,2 кг/м 3 — значение плотности природного газа при стандартных условиях, для которых регламентированы потери давления (для которых построен график);

Для контроля потери давления на счетчике газа устанавливается дифманометр показывающий ДСП-80 на 2,5 кПа.

							/lucm
						רכם	
						-I LB	10
Изм.	Колуч.	/lucm	№ док.	Подп.	Дата		10

7. Расчет погрешности измерений расхода:

$$\delta_{
m Vc}=\sqrt{\delta_{
m q}^2+\delta_{
m au}^2+\delta_{
m au}^2+\delta_{
m au}^2}~=\sqrt{\delta_{
m au}^2+\delta_{
m au}^2+\delta_{
m au}^2}$$
 , ade

 $\delta_{
m v_c}$ - относительная погрешности измерений объемного расхода газа при стандартных условиях;

 $\delta_{\scriptscriptstyle \mathrm{B}}$ – относительная погрешность вычислителя или корректора;

 $\delta_{
m v}$ – относительная погрешность измерений объема при рабочих условиях;

 δ_{κ} – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости газа без учета погрешностей измерений давления и температуры газа;

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

 $\delta_{
m q}$ – относительная погрешность измерений объемного расхода при рабочих условиях.

$$\delta_{
m Vc} = \sqrt{2^2 + 0.02^2 + 0.75^2} =$$
 2,136%<±3%, 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 4118) и ГОСТ Р8.741–2019.

8. Автоматизация и контроль

Для коррекции показаний и приведения рабочего объема газа, прошедшего через расходомер к стандартным условиям, устанавливается корректор расхода газа СПГ-761.2 (АО НПФ «Логика» СПб). Корректор обеспечивает архивацию и вывод на дисплей всех измеряемых параметров.

Дистанционный контроль предусматривает контроль следующих параметров:

расхода газа — (счетчик газа СТГ-100— 1шт)

давления газа – (МИДА-ДА-13П– 1шт)

температуры газа — (термопреобразователь типа ТПТ-17- 1шт.).

Для обеспечения передачи данных о потреблении газа используется модем IRZ ATM31. В.

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

Для передачи сигналов от первичных преобразователей до корректора газа использованы контрольные кабели МКЭШ. Кабели защищены от механических повреждений и воздействия силовых полей гофрированными трубами.

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

_								
								/lucm
							-ГСВ	11
	Изм.	Колуч.	/lucm	№ док.	Подп.	Дата		"

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 ФНиППБ «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления»,

«Правила безопасности систем газораспределения и Владелец на основании ФНиППБ газопотребления», инстрикций заводов-изготовителей с ичетом особенностей данного изла ичета обеспечивает разработки u итверждение производственной инстрикции для 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 прикладывается 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 зазового хозяйства должен:

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

L								/lucm
							-ГСВ	12
Г	Изм.	Колуч.	/lucm	№ док.	Подп.	Дата		IZ

Ответственный за газовое хозяйство имеет право:

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

Внеочередные технические обследования (диагностика технического состояния) газопроводов должны проводиться по истечении расчетного ресурса работы, принимаемого для стальных газопроводов 40 лет. Экспертиза газового оборудования, находящегося в эксплуатации, проводится по завершении срока его службы, устанавливаемого заводом изготовителем. При отсутствии этих сведений диагностирование производится через 20 лет. Средний срок службы счетника газа и термопреобразователя— не менее 12 лет.

1. Технологические решения

Работы по монтажу узла учета будут проводиться на действующей котельной в стесненных условиях методом узловой сборки с наличием в зоне производства работ действующего технологического оборудования: котлы;

Внутренняя проводка в зданиях котельных не обесточена, напряжение в сети составляет 380 В, что является высоким (выше 42 В) и опасным для человека.

Для прокладки газопроводов используются стальные электросварные трубы по 10704-91 и трубы водогазопроводные по ГОСТ 3262-75.

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

Счетчик газа СТГ-100 монтируется на горизонтальном участке газопровода Ду 100. До и после счетчика предусмотрена установка 2-х шаровых кранов Ду 100 с механическими редукторами, для плавного открытия (закрытия)

Для крепления горизонтального участка газопровода используются опоры, изготовленные из швеллера 8

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. Испытание на герметичность производить с установленным оборудованием узла учета, в соответствии с СП 62.13330.2011. «Газораспределительные системы»

								/lucm
							-ГСВ	12
Γ	Изм.	Колуч.	/lucm	№ док.	Подп.	Дата		כו

После производства испытаний окрасить собранный участок эмалью за 2 раза по грунту в соответствии с указаниями ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предпреждающие знаки и маркировочные щитки.

Проверку сварных стыков стальных газопроводов провести физическими методами контроля. Перед началом строительно-монтажных работ пробно-допускные стыки стальных газопроводов испытывают на статическое растяжение и статический изгиб (загиб) по ГОСТ 6996-66 с изменениями N1, 2, 3, 4.

Механические свойства стыков стальных труб с условным проходом свыше 50 определяют испытаниями на растяжение и изгиб образцов (вырезанных равномерно по периметру каждого отобранного стыка) со снятым усилением в соответствии с ГОСТ 6996–66 с изменениями N1,2,3,4.

Результаты механических испытаний стыка считаются неудовлетворительными, если:

- среднеарифметическое значение предела прочности трех образцов при испытании на растяжение будет менее значения нормативного предела прочности основного металла трубы;
- среднеарифметическое значение угла изгиба трех образцов при испытании на изгиб будет менее 120° для дуговой сварки и менее 100° для газовой сварки;
- результат испытаний хотя бы одного из трех образцов по одному из видов испытаний будет на 10 % ниже нормативного значения показателя прочности или угла изгиба.

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

							/lucm
						-ГСВ	1/
Изм.	Кол.уч.	/Jucm	№ док.	Подп.	Дата		14

НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Абонент: Юридическое наименование абонента

Адрес: Фактический адрес установки УУГ

ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ УЗЛА УЧЕТА ГАЗА

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОММЕРЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ЧЧЕТА ПРИРОДНОГО ГАЗА

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ. ВНУТРЕННИЕ УСТРОЙСТВА

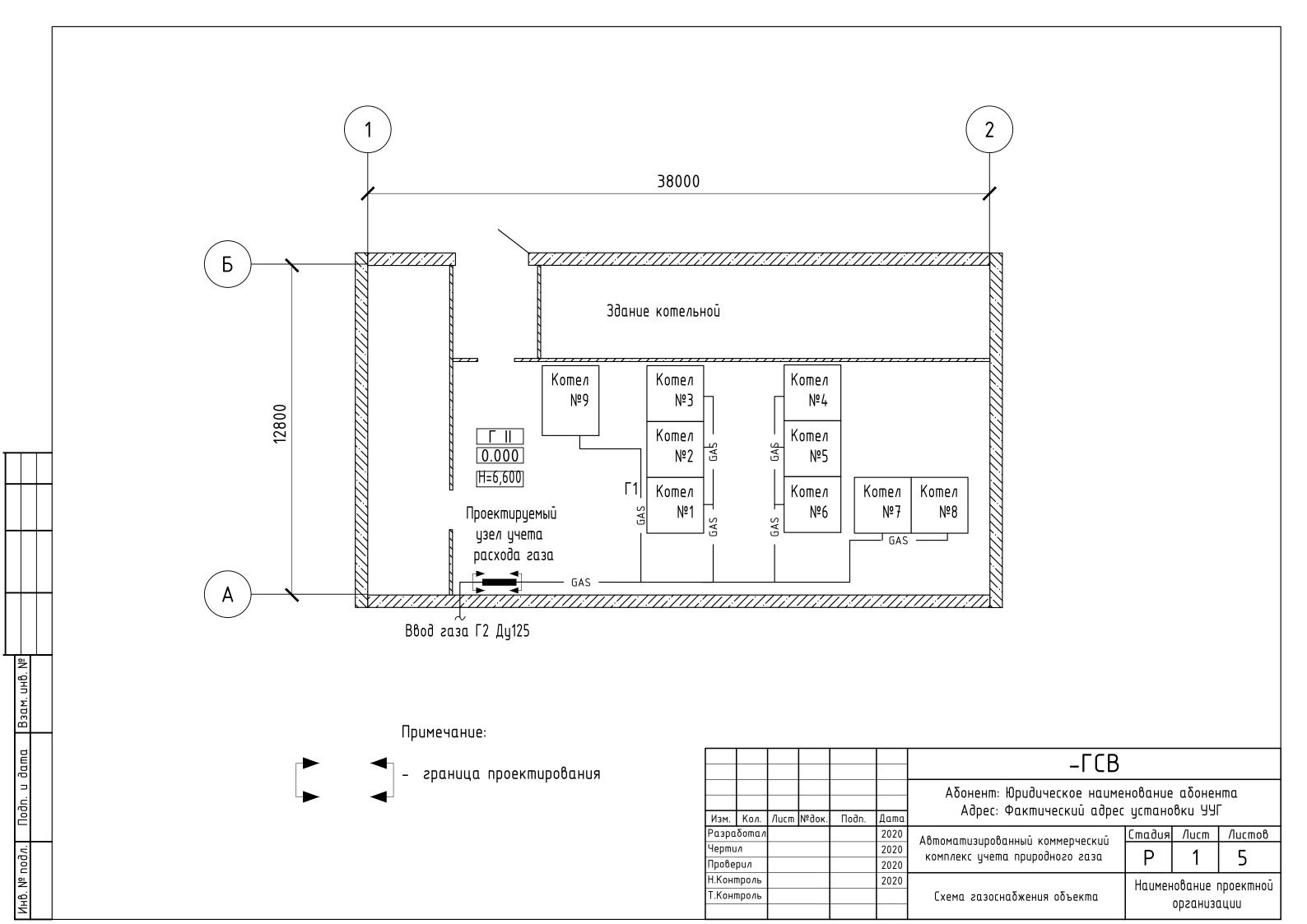
Шифр: 000.00-000-ГСВ

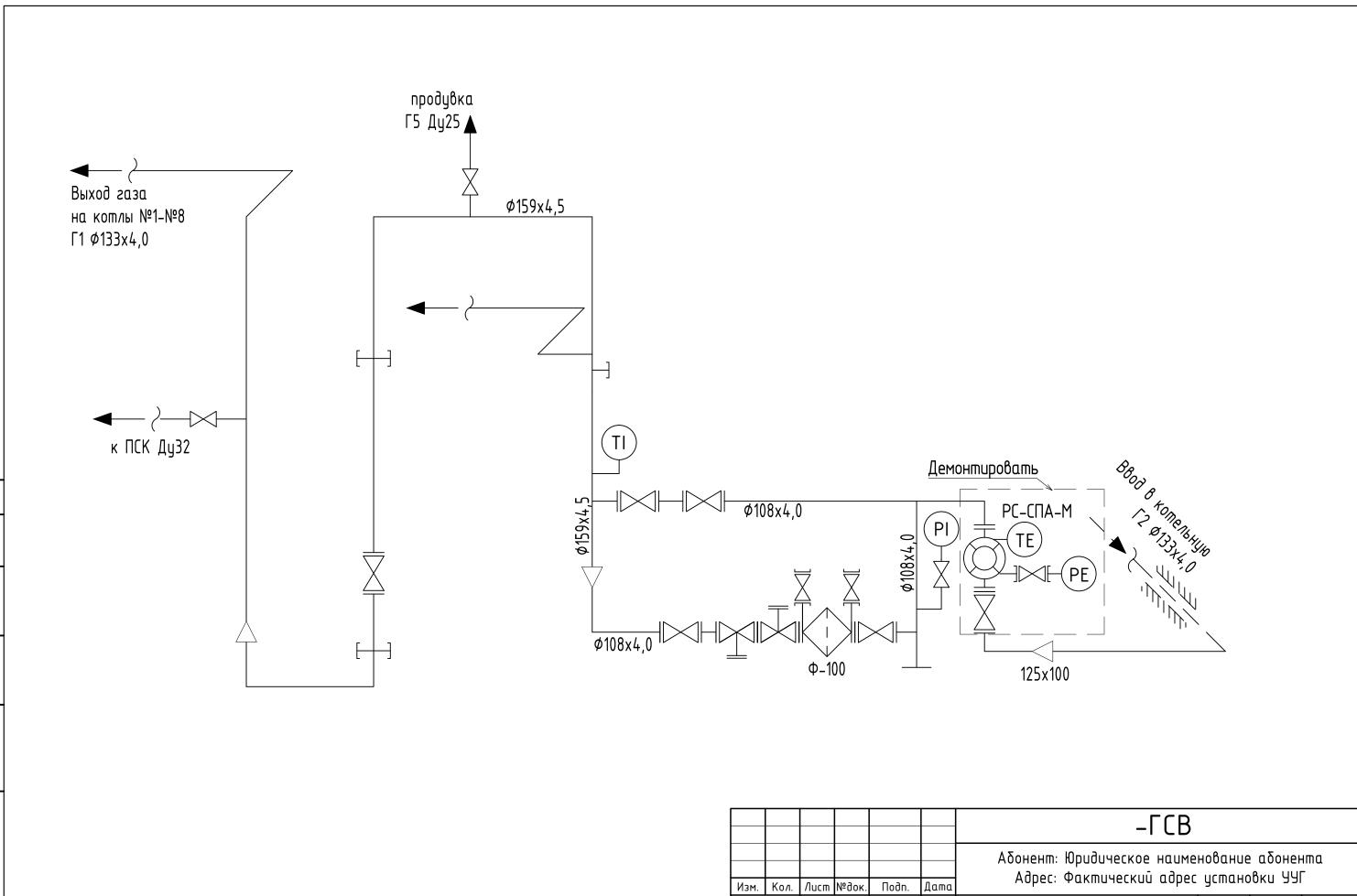
Раздел 1

2020 г. Город

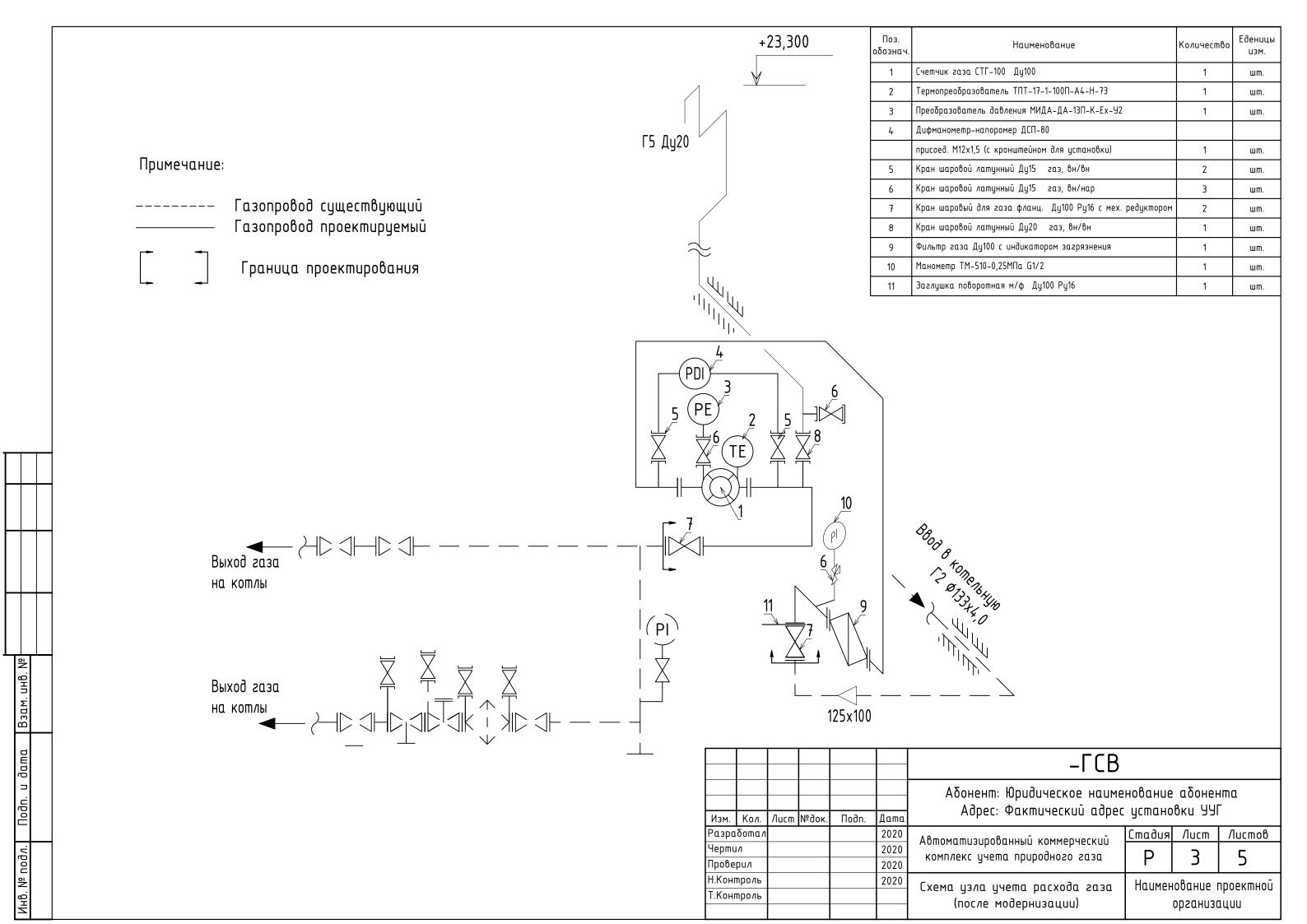
					Содержание					
/lucm	(Обозно	зчение		Наименование		1	Примечан		
1	-ГСВ.	.C			Содержание					
2	-ГСВ				Рабочие чертежи основного комплекта					
3	-ГСВ.	.CO				атериал	οβ.			
		В	едомо	сть р	аδочих чертежей основного комп/	екта				
/lucm	(Обозно	зчение		Наименование			Примечан		
				«Газос	:набжение. Внутренние устройства».					
1.	-ГСВ				Схема газоснабжения объекта					
2	-ГСВ					виющая)				
3	-ГСВ				Схема узла учета расхода газа (после м		uuu)			
4	-ГСВ				План расположения УУРГ					
 5	-ГСВ				Разрезы 1 – 1; 2–2					
					, aspess, , , , = _					
			D - 3			0				
0	Ι ,	05		ость	ссылочных и прилагаемых докумен	IMOO				
/lucm		O003H0	эчение		Наименование			Примеча		
	l c	F 00F	40.05		Ссылочные документы					
	<u> </u>	a 5.905			<u>Чзлы и детали крепления газопроводов. Е</u>	Зыпуск Т				
	СЯМИ	1.40 <i>†</i> 22	1–448 P		Счетчик газа турбинный СТГ					
					Руководство по эксплуатации					
				•	Прилагаемые документы					
	-ΓCB.	CO			Спецификация оборудования, изделий и мо	amepua/ic)წ.			
-					-FCB.C					
					Абонент: Юридическое наимен	ование	абоне	нта		
1 3м. Кол.ц	ч Лист	№док	Подп.	Дата	Адрес: Фактический адрес ц					
, азрадоша				2020	Автоматизированный коммерческий	Стадия	/lucm	/lucmo		
Нертил Проверил				2020	комплекс днеша ирпродного заза	Р	1	1		
трооерал 1.контр.	-			2020	Содержание	НАИМЕНО	D 4 = =	100545		
i.kunilip.								ハハロレエロバ		

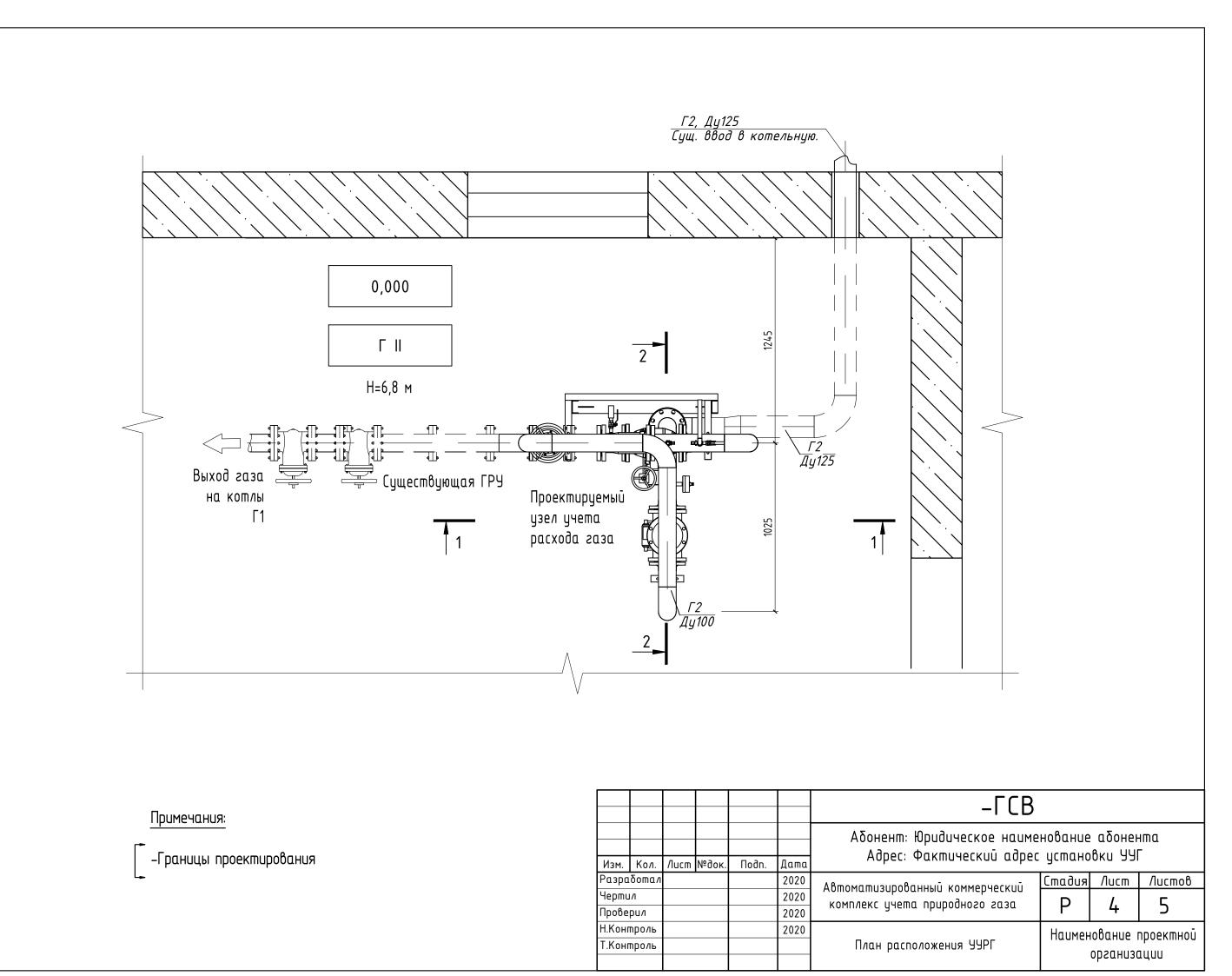
Инв. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №



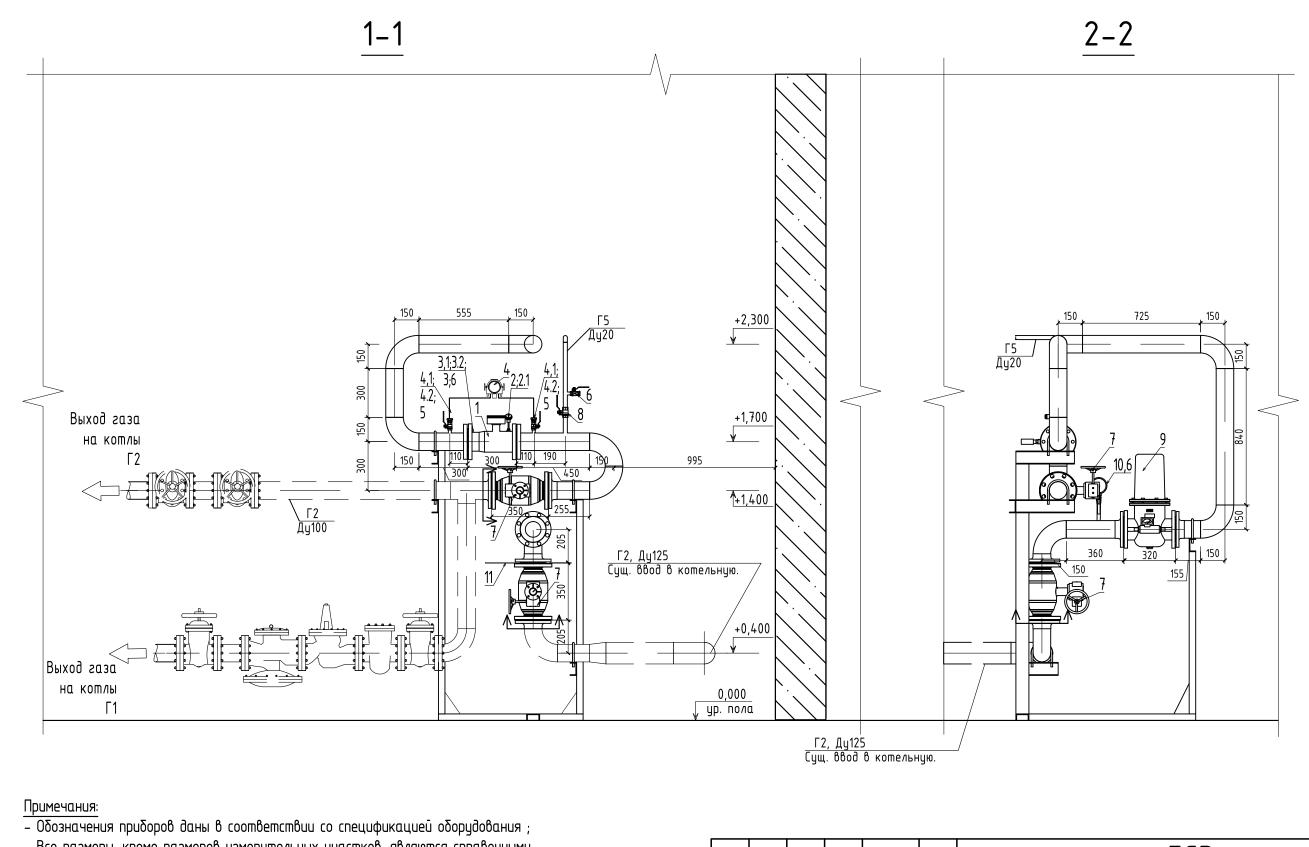


						–ΓCB				
						l '	Абонент: Юридическое наименование абонента Адрес: Фактический адрес установки УУГ			
Изм.	Кол.	/lucm	№док.	Подп.	Дата	אטףפנ: Фикінический иорес 				
Разро	аботал				2020	Автоматизированный коммерческий	Стадия	/lucm	Листов	
Черт	υЛ				2020	комплекс учета природного газа	Р	2	Г	
Прове	ерил				2020	Kominiekt greind hpapoonozo zasa		Z)	
Н.Кон	ітроль				2020	Схема узла учета расхода газа	Наимен	ование і	проектной	
Т.Кон	ітроль					(существующая)		организ	•	





Взам. инв. №



– Все размеры, кроме размеров измерительных участков, являются справочными, без допусков на сварку, уточняются при монтаже;

——— Газопровод существующий

Газопровод проектируемый

- Соединительные трубки поз.4.1 к дифманометру (поз.4) должны иметь уклон к горизонтали не менее 1:12

-Границы проектирования

						–ΓCB					
						Абонент: Юридическое наименование абонента Адрес: Фактический адрес установки УУГ					
Изм.	Кол.	/lucm	№док.	Подп.	Дата						
Разра	ιδοπαν				2020	Автоматизированный коммерческий	Стадия	/lucm	Листов		
Черти	ΙΛ				2020	комплекс учета природного газа	Р	П			
Прове	рил				2020	KOMIMEKE GHEING NPOPOOHOZO ZUSU))		
Н.Кон	троль				2020		Наимен	האחשוום ו	проектной		
Т.Кон	троль					Разрезы 1-1; 2-2		организо	'		

	Пози- ция	Наименование и техническая характеристика	Tun, марка, обозначение документа, опросного листа	Код обору- дования, изделия, материала	Завод- изготовитель	Еди- ница изме- рения	Коли- чество	Масса единицы, кг	Примечания
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
		I. Оборудование.							
	1	Счетчик газа Ду100	CTF-100-650		ЭПО "Сигнал"	шm.	1	8,3	Учтено в разделе AГСВ
		Q min=20м3/ч; Q max=650 м3/ч; в к-те с гильзой под термодатчикО							
	1,1	Имитатор счетчика СТГ-100 Ду100 Ру16			"ТЭМ"	шm.	1		
	1.2	Комплект прямых участков для счетчика СТГ-100 Ду100 Ру16	КПУ-100		"ТЭМ"	K-M.	1	11,5	
		два места отбора давленния с резьбой G1/2, фланец с одной стороны							
	2	Термометр сопротивления ТПТ-17-1 -1000 L=73	ТПТ-17-1-100П-А4-Н-73		Термико	шm.	1		Учтено в разделе AГСВ
			TY4211-030-17113168-98		Москва				
	2,1	Гильза защитная для термодатчика+гайка , уплотнитель, цанга	8-СБ4; 478-01-16;478-01-17;478-01-		ЭПО "Сигнал"	K-M.	1		
		в комплекте со счетчиком СТГ-100							
	3	Преобразователь абсолютного давления МИДА-ДА-13П	МИДА-ДА-13П-K-Ex-Ч2-		ЗАО "Мидаус"	шm.	1		Учтено в разделе AГСВ
		(4-20) MA	0,5/0,4МПа-01-М20-П		Ульяновск				
	3,1	Переходник G1/2 BH-G1/4 HP			"ТЭМ"	шm.	1		
	3,2	Переходник M20x1,5 BH-G1/2 HP			"ТЭМ"	шm.	1		
	4	Дифманометр показывающий 2,5 кПа с трехвентильным блоком	ДСП-80В 2,5 кПа		НПФ «РАСКО»	шm.	1		Учтено в разделе AГСВ
		кл. 2,5 с кронштейном для монтажа							
	4.1	Рукав соединительный. M12x1,5 BP L = 1м	САФП.302656.006		НПФ «РАСКО»	шm.	2		
	4.2	Hunneль переходной M12x1,5 HP/G1/2 HP	САПФ.753157.005		НПФ «РАСКО»	шm.	2		
++	5	Кран шаровый муфтовый Ду15 ГАЗ вн./вн.	VT.271.N.04		"Valtec"	шm.	2	0,2	
	6	Кран шаровый муфтовый Ду15 ГАЗ вн./нар.	VT.272.N.04		"Valtec"	шm.	3	0,2	
H	6,1	Бобышка G1/2 cm.20 L=55	БТП1-02		"ТЭМ"	шm.	2		
	7	Кран шаровый для газа фланц. Ду100 Ру16 с мех. редуктором	КШ.Ц.Х.Р.GAS. 100.016.П/П.02		"LD"	шm.	2	23,2+1,6	
	8	Кран шаровый муфтовый Ду20 ГАЗ вн./нар.	VT.271.N.06		"Valtec"	шm.	1		
	9	Фильтр газа Ду100	ΦΓ-16-100		000 "ЭЛЬСТЕР	шm.	1	18	
		ДПД16-100			Газэлектроника"				
윋	10	Манометр 0,25MПа, Øшкалы100мм, кл.точности 1,5 IP54	TM-510-0,25MΠα G1/2 1.5		"Росма"	шm.	1		
инв.	11	Заглушка поворотная плоская Ду100 Ру16 Ст.20	T-MM-25-01-06		ЗДТ "Реком"	шm.	1	1,9	
Взам.		2. Материалы							
B	δ/n	Отвод крутоизогнутый типа 3D 0=90° исп. 2 Ду100 ст.20	ΓΟCT 17375-2001		ЗДТ "РЕКОМ"	шm.	8	2,5	
Инв. № подл. Подп. и дата				Изм. Кол.уч Лист №а Разраб. Воронков Черитил Воронков Прверил Коротченк Н.Контроль Коротченк	2020 A8mo 2020 Komi	матизирован плекс учета пикация оборц матер	ный коммер природного удования, и	газа Р	ия Лист Листов 1 2 "Теплоэнергомонтаж"

I	2	3	4	5	6	7	8	9
			+	ЗДТ "РЕКОМ"		·	0,2	,
1	Imвод крутоизогнутый типа 3D θ=90° исп. 1 Ду20 ст.20	ΓΟCT 17375-2001			wm.	10		
	Рланец воротниковый приварной Ду100 Ру16	ΓΟCT 33259-2015		ЗДТ "РЕКОМ"	wm.	6	4,9	
	руба стальная электросварная прямошовная 108х4,0 Ст.З	ΓΟCT10704-91			М	3	10,2	
	руба стальная водогазопроводная 26,8х2,8	ΓΟCT 3262-75		201 "DEVOM"	М	20	2,1	
	ройник стальной переходной исп.1 26,9х2,0-21,3х2,0 Ст20	ΓΟCT 17376-2001		ЗДТ "РЕКОМ"	wm.	1	0,2	
	езьба односторонняя G3/4			"T3M"	wm.	2		
	езьба двухсторонняя G1/2			"T3M"	wm.	2		
	гон в комплекте с муфтой, контргайкой G3/4			"T3M"	wm.	1		
	робка Ду15 нар.	VTr.583.N.0004		"Valtec"	wm.	1		
-	гольник латунный G1/2 вн./вн.			"Valtec"	шm.	1		
	омут на трубу Ду100	ГОСТ 24137-80			шm.	5		
	Івеллер 8	ГОСТ 8240-97			M.	8	7,05	
	маль ПФ-115 (желтая)	ГОСТ 6465-76			шm.	3		
-	ес банки 0,9 кг							
δ/n [рунт ГФ-021	ГОСТ 25129-82			wm.	3		
	ес банки 0,9 кг							

НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Абонент: Юридическое наименование абонента

Адрес: Фактический адрес установки УУГ

ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ УЗЛА УЧЕТА ГАЗА

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОММЕРЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС УЧЕТА ПРИРОДНОГО ГАЗА

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

АВТОМАТИЗАЦИЯ И КИП ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА УЧЕТА ПРИРОДНОГО ГАЗА

Шифр: 000.00-000-АГСВ

Раздел 2

2020 г. Город

1. —АГСВ.С Содержание. 2. —АГСВ Рабочие чертежи основного комплекта 3. —АГСВ.СО Спецификация оборудования, изделий и материалов. Ведомость рабочих чертежей основного комплекта Лист Обозначение Наименование Г «Автоматизация и КИП коммерческого комплекса учета природного газа» 1. —АГСВ Схема автоматизации узла учета. 2. —АГСВ Схема электрическая принципиальная ТЭМ—ПЩ—УУГ 3. —АГСВ Схема внешних соединений 4. —АГСВ Общий вид щита 5. —АГСВ План расположения оборудования и проводок Ведомость ссылочных и прилагаемых документов												
/lucr	m		Обозн	ачение		Наименование			Примечание			
1.		-АГСВ	s.C			Содержание.						
2		-АГСВ	}			Рабочие чертежи основного комплекта						
3.		-АГСВ	s.CO			Спецификация оборудования, изделий и м		в.				
		Переговорование Обозначение Наименование АГСВ Содержание. АГСВ Рабочие чертежи основного комплекта АГСВ.СО Спецификация оборудования, изделий и материалов. Ведоность рабочих чертежей основного комплекта Обозначение Наименование Переговоровороворовороворовороворовороворово										
/lucr	m		Обозн	ачение		Наименование			Примечание			
	•	«	:Авто	лашизац	ия и К	(ИП коммерческого комплекса учета прир	комплекса учета природного газа»					
1		-АГСВ	}			Схема автоматизации узла учета.						
2	Лист Обозначение Наименование 1. −АГСВ.С Содержание. 2. −АГСВ Рабочие чертежи основного компля. 3. −АГСВ.СО Спецификация оборудования, издел Лист Обозначение Наименование «Автоматизация и КИП коммерческого компляска учетка 1. −АГСВ Схема автоматизации узла учетка 2. −АГСВ Схема внешних соединений 4. −АГСВ Общий вид щита 5. −АГСВ План расположения оборудования и прилагаемых докум Лист Обозначение Наименование Ссылочные документы Сумпина газа турбинный СТГ Руководство по эксплуатации Ражи. 421412.026 РЭ Корректор СПГ 761. Руководство по эксплуатации РАЖГ. 421412.026 РЭ Корректор СПГ 761. Руководство по эксплуатации Руководство по эксплуатации РАТОННО ПРОВОНИЯ В ПРО				Схема электрическая принципиальная Т		IT					
3.	Лист Обозначение Наименование 1. —АГСВ.С Содержание. 2. —АГСВ Рабочие чертежи основного комплекта 3. —АГСВСО Спецификация оборудования, изделий и матери Ведомость рабочих чертежей основного комплекта Лист Обозначение Наименование «Автоматизация и КИП коммерческого комплекса учета природног 1. —АГСВ Схема автоматизации узла учета. 2. —АГСВ Схема электрическая принципиальная ТЭМ-ПИ 3. —АГСВ Общий вид щита 5. —АГСВ План расположения оборудования и проводок Ведомость ссылочных и прилагаемых документов Лист Обозначение Наименование Срими 407221-448 РЭ Счетчик газа турбинный СТГ Руководство по эксплуатации РАЖГ 421412.026 РЭ Корректор СПГ 761. Руководство по эксплуата МДВГ.406233.033 РЭ Датчики давления МИДА— 13П. Руководство по эксплуатации РМ—14—11—95 Заземление электрических челей управления и авторы для измерения и регулирования темпо установка на технологических и приборы для измерения и регулирования темпо установка на технологических и прибогроводах и об разрежения расхода, уровня. Одиночная установка на технологических прубогроводах и об разрежения расхода, уровня. Одиночная установка на технологических прибогроводах и об разрежения расхода, уровня. Одиночная установка на технологических прибогроводах и об разрежения расхода, уровня. Одиночная установка на технологических прибогроводах и об разрежения расхода, уровня. Одиночная установка на технологических прибогроводах и об разрежения расхода, уровня. Одиночная установка на технологических прибогроводах и об разрежения расхода, уровня. Одиночная установка на технологическое наименования Адрес: Фактический адрес установремования на образования											
4.		-АГСВ	}			Орта впр тама						
5.		-АГСВ	3			План расположения оборудования и пров	одок					
				Ве	эдомос	ть ссылочных и прилагаемых документов	ı					
/lucr	m		Обозн	ачение		Наименование			Примечание			
					Ведомость рабочих чертежей основного комплекта ние Наименование Примечан изация и КИП коммерческого комплекса учета природного газа» Схема автоматизации узла учета. Схема электрическая принципиальная ТЭМ-ПЩ-УУГ Схема внешних соединений Общий вид щита План расположения оборудования и проводок Ведомость ссылочных и прилагаемых документов ние Наименование Примечан Ссылочные документы 48 РЭ Счетчик газа турбинный СТГ Руководство по эксплуатации 6 РЭ Корректор СПГ 761. Руководство по эксплуатации 3 аземление электрических цепей управления и автоматики Приборы для измерения и регулирования температуры. Установка на технологических трубопроводах и оборудовании Приборы для измерения и регулирования давления, разрежения расхода, уровня. Одиночная установка Прилагаемые документы							
	СЯМИ.407221-448 РЭ				9	Счетчик газа турбинный СТГ						
						Руководство по эксплуатации						
		РАЖГ.	.421412	2.026 P3		Корректор СПГ 761. Руководство по экспл						
		МДВГ.	40623	3.033 P3		Датчики давления МИДА- 13П.						
						Руководство по эксплуатации						
		PM-14	11-95			Заземление электрических цепей управления	ımuku					
		СТМЧ	- 1 -	87		Приборы для измерения и регулирования	пуры.					
						Установка на технологических трубопровода	<u> </u>					
		Сборн	uk 34			Приборы для измерения и регулирования	<u> </u>					
						разрежения расхода, уровня. Одиночная ц	Э сшановка					
	_					Прилагаемые документы						
		-БД				База данных для СПГ–761.2						
						1						
						-Al CB.C						
				· ·								
		/lucm	№док	2020 Caralus Ausa		Листов						
Ризрио Чертил					2020	Автоматизированный коммерческий		/1ULM	1			
Провер Н.контр					2020	комплекс учета природного газа	Р	1	3			
Т.контр					1	- Содержание			проектной			
Утв.							OF	оѕинизс	1400			

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

	Общие данные	L
Исходными данными для разраб	отки проекта послужили	J:
– Технические условия N	om	выданные
761.2 (АО НПФ «Логика» СПб). І всех измеряемых параметров. Дистанционный контроль преді расхода газа— (СТГ-100— 1шт) давления газа— (МИДА-ДА-131 температуры газа— (термопр	врешения соответствующект узла учета должен б тветствии с действующи авилами и Стандартами иведения рабочего объен повиям, устанавливается Корректор обеспечивает усматривает контроль с П— 1шт) еобразователь типа ТПТ ных о потреблении газа	цих надзорных органов. До быть согласован с ими в период проектирования ма газа, прошедшего через к корректор расхода газа СПГ— архивацию и вывод на дисплей гледующих параметров: Г-17-1 1шт.). используется модем IRZ ATM31.
	•	:тоии с планом размещения ать существующий щит учета.
В соответствии с Техническим существующего щита кабельно Управление узлом учета осуще стене, на высоте 1,1 м от поло Категория электроснабжения, электроприемников I категори АВР. (Выполняется заказчиком Щит представляет собой компоборудования, размещенного нодностороннего обслуживания,	ой линией ВВГнг LS 3 х2 ествляется щитом ТЭМ-Г 1. согласно ТУ – II, для обо и надежности на щите Е Л. Электропитание: 220 Е лектное распределитель а монтажной плате, име со степенью защиты IP6 , блоки питания, источно	роснабжение предполагается от ,5. ПЩ-УУГ. Щит установить на вспечения электроснабжения ВРУ должен быть предусмотрен В +/- 20 %, (50+/-1) Гц. ное устройство, состоящие из ющее скрытую проводку, 65. ик бесперебойного питания. На
К щиту ТЭМ-ПЩ-УУГ подключа Счетчик газа СТГ-100; Датчик давления МИДА-13П; Датчик температуры ТПТ-17-1 Для передачи сигналов от пе контрольные кабели МКЭШ неп	I. рвичных преобразовате <i>л</i>	
	_	-AΓCB 2

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

Изм. Кол.уч. Лист №док.

Подп.

Дата

защищены от механических повреждений и воздействия силовых полей трубами гофрированными ПНД.

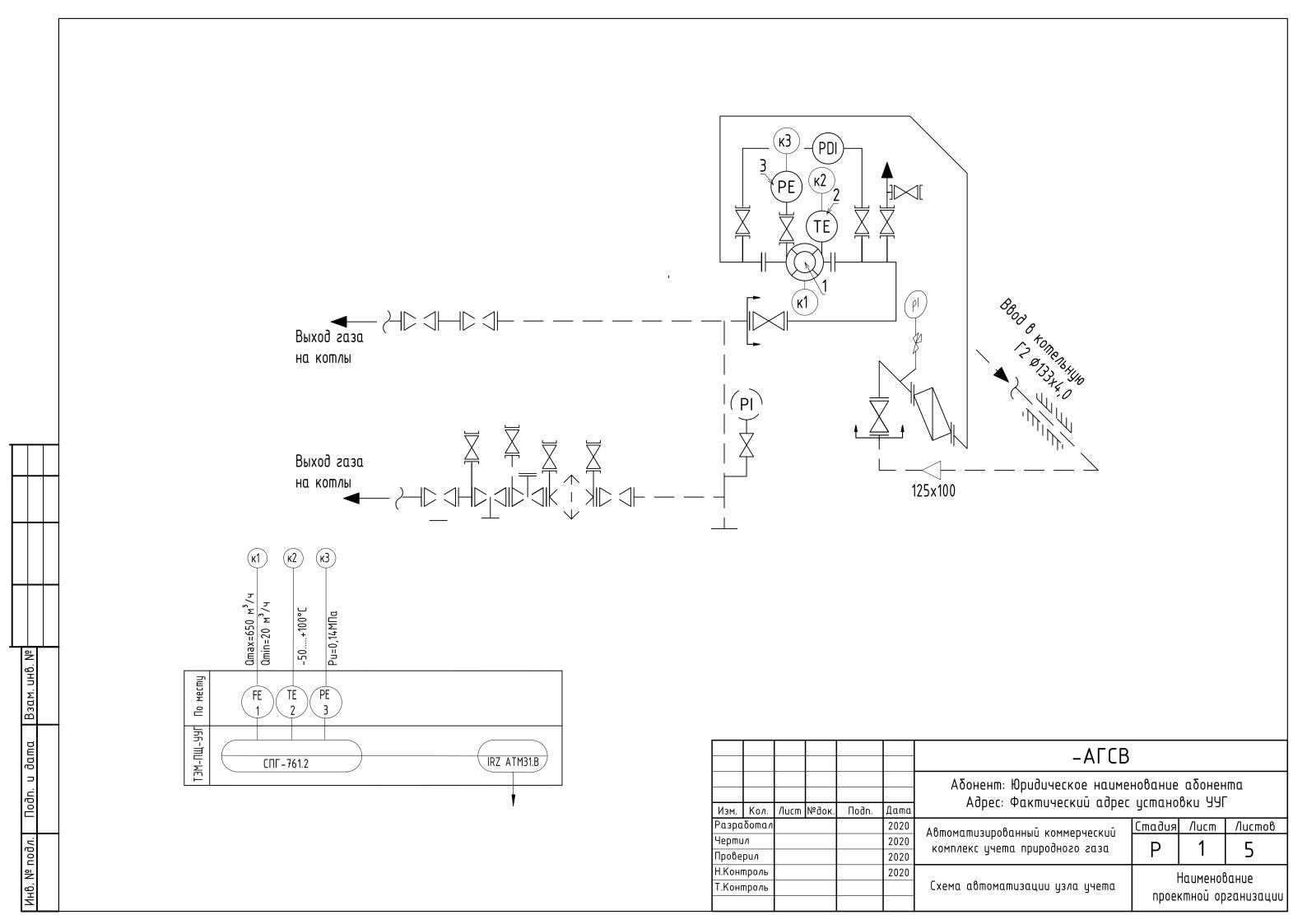
Каждый кабель обозначить маркировочной биркой 134, со стороны щита и прибора. В целях защиты персонала от поражения электрическим током при прямом и косвенном прикосновении предусмотрены следующие виды защит:

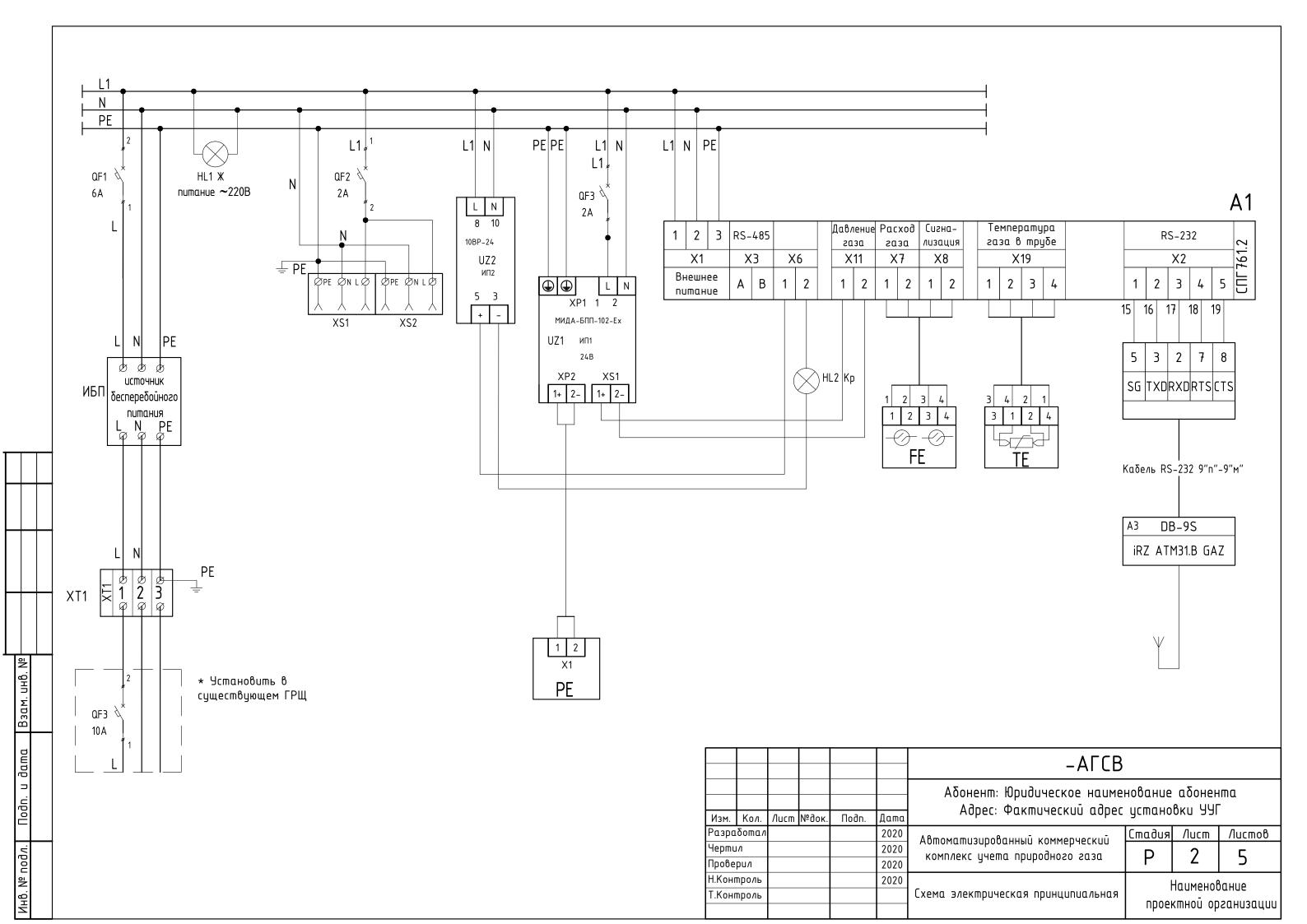
- защитное отключение за время не более 0,4 с (в соответствии с время-токовыми характеристиками автоматов.
- уравнивание потенциалов;
- двойная изоляция;
- ограждения и оболочки.

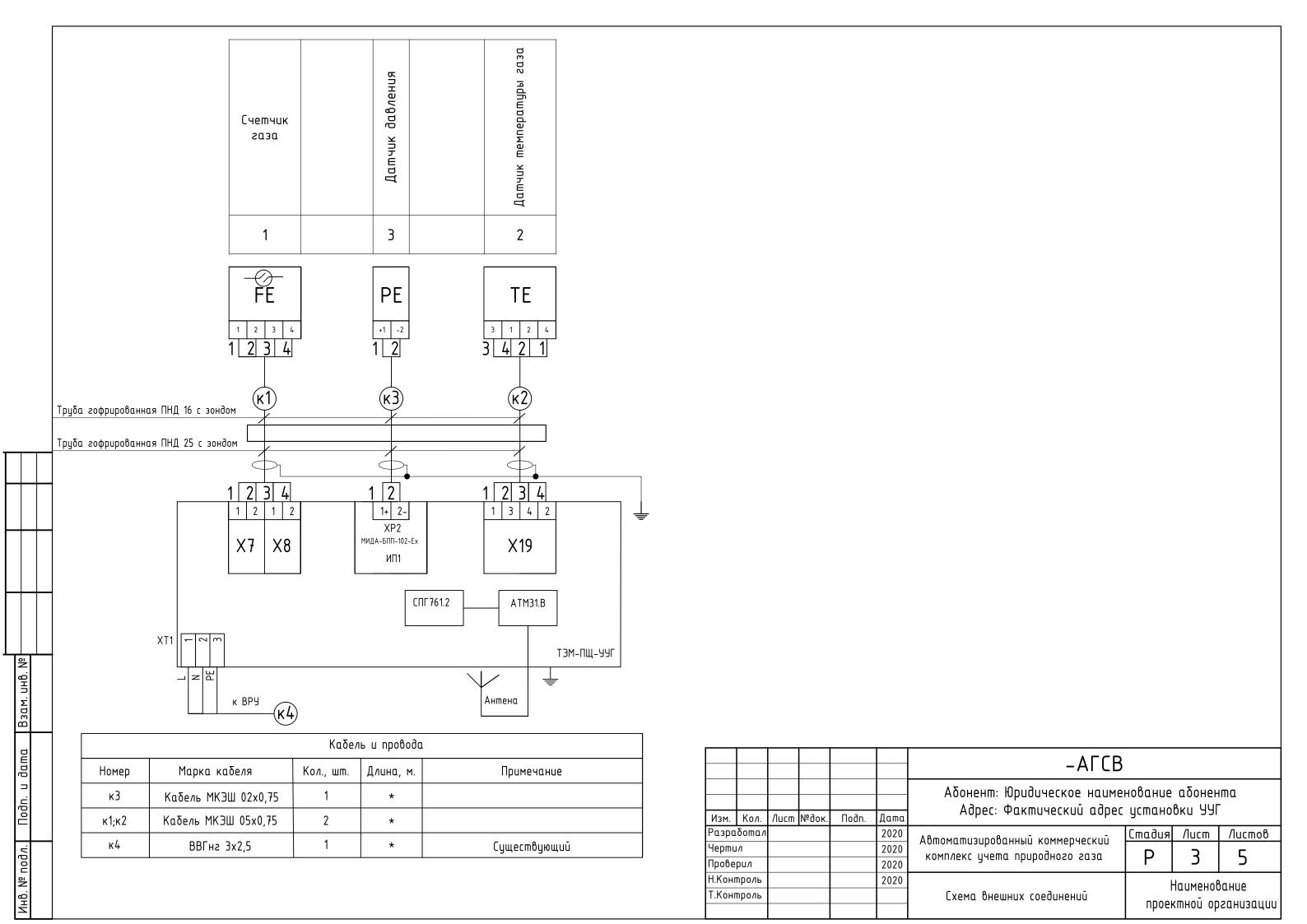
Все металлоконструкции, технологические трубопроводы, кабельные конструкции должны быть присоединены к существующей системе заземления. На болтовые фланцевые соединения необходимо установить обходные перемычки. Все металлические части электроустановки, нормально не находящиеся под напряжением (корпус щита, стальные трубы, электропроводки, лотки т. д.), подлежат заземлению, посредством соединения их с нулевым защитным проводником сети (РЕ) в электрощитах.

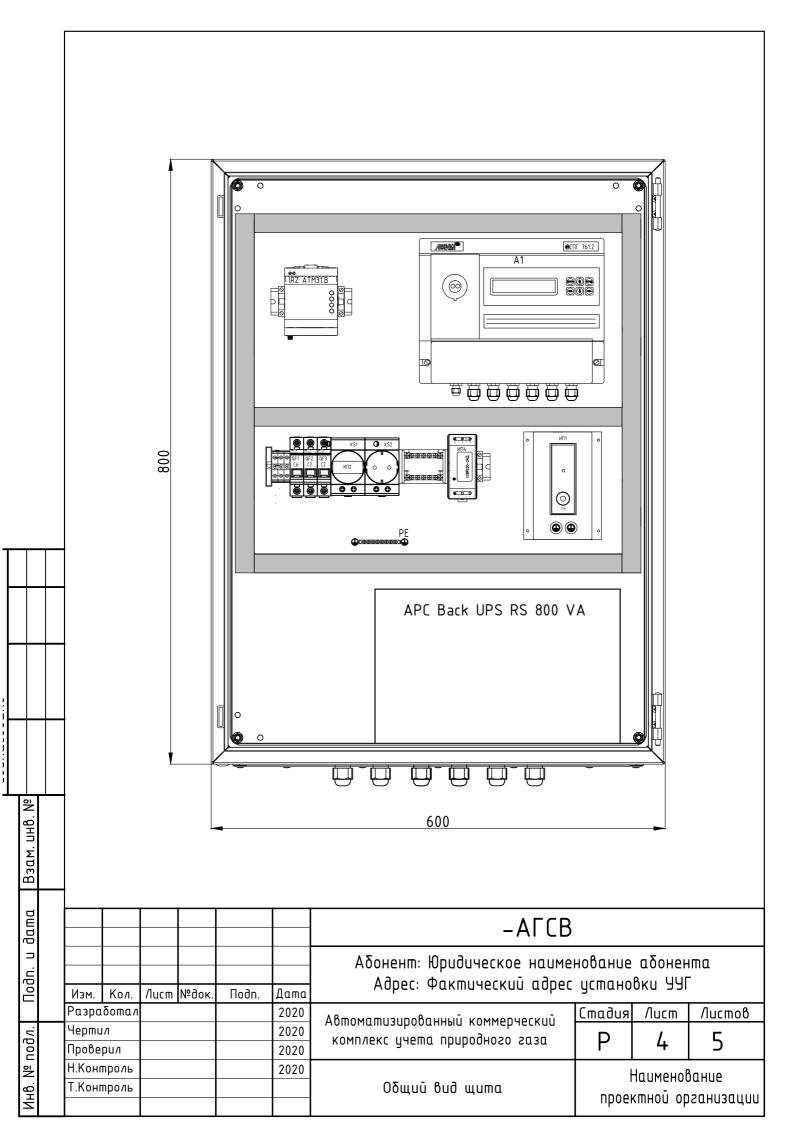
Монтаж оборудования должен быть выполнен в соответствии с требованиями ПУЭ. При монтаже приборов, электропроводок и шкафа учета газа и при устройстве их заземления следует руководствоваться заводскими инструкциями, ПУЭ гл. 1.7, СП 77.13330.2016, РМ14-11-95.

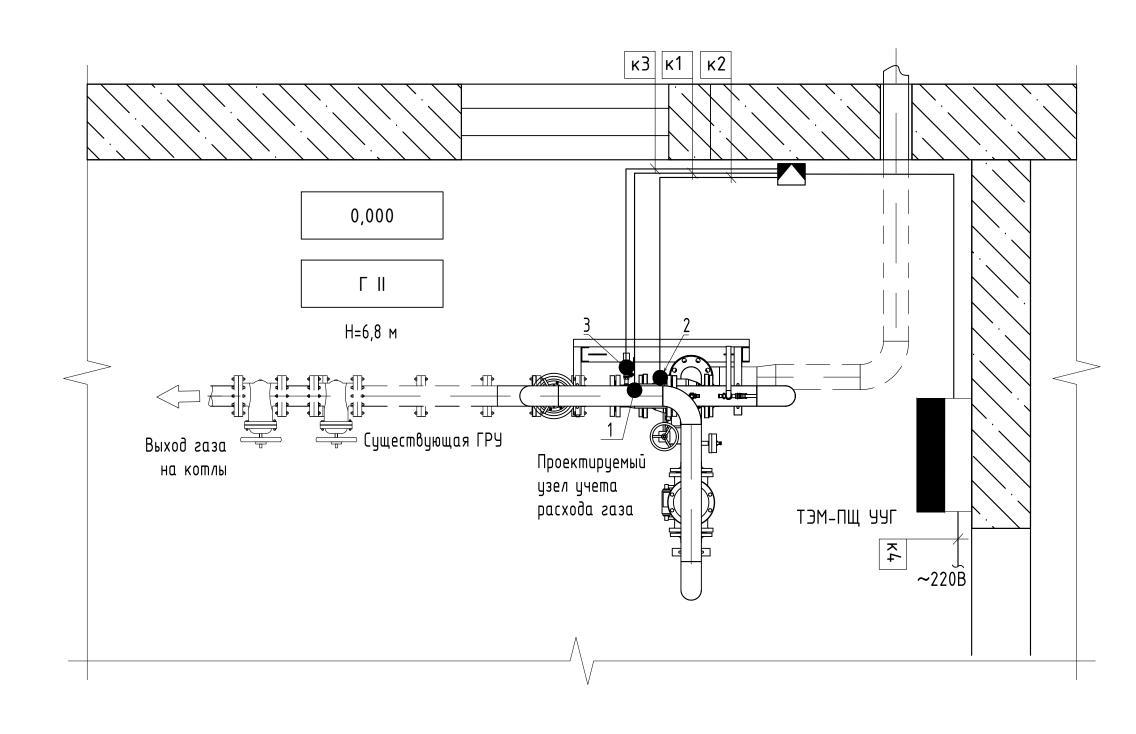
Лодипсь и даша	
-AΓCB	Лист
역 Изм. Кол.уч. Лист №док. Подп. Дата	2.3











Примечание:

Согласовано

- Демонтировать существующий щит учета
- экраны линии связи заземлить со стороны СПГ761.2.
- проводку выполнить по стенам и потолку в защитной гофрированной трубе.
- каждый кабель обозначить маркировочной биркой 134, со стороны щита и прибора.
- щит УУГ и приборы заземлить присоединением к контуру заземления согласно СП 76.13330.2016, ПУЭ 7-е издание
- для присоединения щита и приборов к контуру заземления использовать провод ПУГВ 6мм2.
- монтаж приборов и средств автоматизации выполнить в соответствии с требованиями технической документации на приборы, СП 77.13330.2016, ПУЭ 7-е издание
- длины кабелей и труб уточнить по месту
- разводка элементов питания уточнена на схеме электрической принципиальной.
- щит УУГ установить на стене, вместо существующего щита, на высоте 1,1 от пола до низа щита

						-AFCB									
						Абонент: Юридическое наименование абонента Адрес: Фактический адрес установки УУГ									
Изм.	зм. Кол. Лист №док. Подп. Дата				Дата	Aopec: +akiiia ieekaa aopee geliianooka 331									
Разработал Чертил Проверил		oman 2		2020	Автоматизированный коммерческий	Стадия	/lucm	Листов							
		2020 2020			2020	комплекс учета природного газа		_	Г						
					2020	комплекс дчеша прарооного газа		D)						
Н.Контроль		202		2020	План расположения	Наименование									
Т.Конг	проль				оборудования и проводок	проектной организации									

			K	од обог) y -						l		
Пози- ция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа		атериа пздечи:	я, я,	l	3aBod- omoBume	⊇ЛЬ	Еди- ница изме- рения	Коли- чество	Массо единиц кг		чечания
1	2	3		4			5		6	7	8		9
	1. Оборудование.												
1	Счетчик газа Ду100	CTF-100-650				ЭП:	онѕи)" С	1/1"	wm.	1			
	Q min=20м3/ч; Q max=650 м3/ч; в к-те с гильзой под термодатчикП												
1,1	Жгут датчика расходас вилкой разъема Binder	478-СБ7СП				ЭП	онѕи)" С	1 <i>/</i> 1″	wm.	1			
2	Термометр сопротивления ТПТ-17-1 -1000 L=73	ТПТ-17-1-100П-А4-Н-73					Термико		шm.	1			
		TY4211-030-17113168-98					Москва						
3	Преобразователь абсолютного давления МИДА-ДА-13П	МИДА-ДА-13П-K-Ex-Y2-				3A	о "Мида	ус"	шm.	1			
	(4-20) MA	0,5/0,4МПа-01-М20-П				y	льяновс	K					
4	Дифманометр показывающий 2,5кПа с трехвентильным блоком	ДСП-80В 2,5кПа				НΠ	Ф "РАСК	(0"	шm.	1		ΔР на	счетчике
	кл. 2,5 с кронштейном для монтажа												
	2. Шкаф ТЭМ-ПЩ-УУГ с программным обеспечением в составе:					ŀ	MET" 0	"					
A1	СПГ761.2 корректор расхода газа					A0 I	НПФ ЛОГ	ИКА	шm.	1			
QF1	Автоматический выключатель 1П 6 С	MVA20-1-006-C		иэк				шm.	1				
QF2,QF3	Автоматический выключатель 1П 2 С	MVA20-1-002-C					изк		шm.	2			
ИП1	Блок питания Мида-БПП-102 Ех-1к-К					3A	Э "Мида	ус"	шm.	1			
ИП2	Блок питания на 24 В	10BP220-24D					Трансэт		шm.	1			
ИП3	Блок питания 12В/500тА								wm.	1			
	Модем со встроенным блоком питания	iRZ ATM31.B					iRZ		шm.	1			
	Антенна 905 GSM SMA								шm.	2			
	Кαδель RS-232								шm.	1			
XS1,XS2	Розетка РАр 10-3 ОП (ИЭК)								шm.	2			
	Щит ОЩН 683 (600x800x300) с кабельным вводом IP65	ОЩН 683					Элма		шm.	1			
ИБП	Источник бесперебойного питания ~220В/800 ВА	Back UPS RS					APC		шm.	1			
QF4	Автоматический выключатель 1П 10 С	MVA20-1-010-C					иэк		шm.	1		в	ГРЩ
	3.Кабели и провода												
K3	Кабель	МКЭШ 2х0,75				Пода	ольсккаб	бель		12			
K1,K2	Кαδель	МКЭШ 5x0,75				Пода	ольсккαδ	Бель	М	24			
K4	Кαδель силовой	ВВГнг 3х2,5				Пода	ольсккαδ	Бель	М	5			
	Кαδель силовой	ПуГВ 1х6				Пода	ольсккαδ	Бель	М	5			
										Д	√ГСВ.СО		
									Абонент:	Юридическ	ое наимен	ование абонен	ma
			Изм.	Кол.цч /	7ucm №ā	ок. Подп	. Дата		Adpec:	Фактическ	ий адрес	установки УУГ	
4			Разра	ιδ.	•		2020		пизированный і учета прирі		комплекс	Стадия Лист	Листов
			Черип Првер	u/I			2020		учеши прир	DED2 020HUU		P 1	2
			Н.Конг	троль		- 	2020	Специф	икация обор	_	изделий	НАИМЕНОВАНИЕ ОРГАНИЗ	
								1	и мате	риалов		Of I ATIVIS	и ции

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Труба гофрированная 16 ПНД с зондом				М	10		
	Труба гофрированная 25 ПНД с зондом				М	7		
	Короδка соединительная взрывозащищенная ExdIIBT6 IP 54	KKA-20		"Эрвист"	шm.	1		
					1			
					1			
					1			
					1			
						-		
					1	-		
					1			
					1			
					1			
			<u> </u>	<u> </u>	1	<u> </u>	J	n
						ΑГО	IB.CO	/luc 2
			Изм. Кол.уч Лист №	doк. Подп. Дата				

База данных для СПГ-761.2. Общесистемные параметры

	Объект:			·	·
Nº	Koð	Поз.	Ед. Изм.	Числ. Значение	Наименование параметра
01	003		1182	2000014	Спецификация внешнего оборудования
02	800				Номер корректора
03	009		44.MM.CC.	00-00-00	Начало временного интервала, когда разрешается ответ корректора на телефонный вызов
04	010		44.MM.CC.	00-00-00	ответ корректора на телефонный вызов Окончание временного интервала, когда разреш ответ корректора на телефонный вызов
05	011	H00		1	Начальный номер квитанции для регистрации
06	013			000000000000	Настройка диагностики корректора
07	015				Управление печатью отчетов и архивированием данных
08	020		33.MM.22		Дата ввода прибора в эксплуатацию
09	021		44.MM.CC.		Время ввода прибора в эксплуатацию
10	023		CeK.	60	Минимальное регистрируемое время отсутствия электропитания
11	024		час	10	Расчетный час для формирования архивов за сутки
12	025		9	1	Расчетный день для формирования архивов за месяц
13	030	H00	δ/р	00	Система единиц измерения, применяемая в корректоре
14	031	H00	δ/р	100000000000	Обслуживаемые трубопроводы
15	031	H01	δ/р	100000	Обслуживаемые потребители
16	037	H00	мм рт.ст	760	Константное значение барометрического давления
17	037	H01	δ/р	0	Признак применения датчика барометрического давления и его адрес
18	040	H00	°C	0	Констанстное значение температуры наружного воздуха
19	040	H01	δ/р	0	Признак применения датчика темп-ры наружного воздуха и адрес датчика

						гсв.бд					
Изм.	Кол.	/lucm	Nдок	Подп.	Дата						
Разрабог	тал				2020		Стадия	/lucm	Листов		
Чертил					2020		Р	1.1	2		
Провери	Проверил		סעת			2020	База данных для СПГ–761.2	Наименование проектной			
Н.Контроль					2020		'				
Т.Контро	ОЛЬ						организации				

^{* –} Значение может корректироваться при наладке.

База данных для СПГ-761.2

Описание внешнего оборудования и датчиков Объект:

. Телефон: Ответственный:

К1 – каналы подключения

Код	Поз.	Ед. измер.	Значение				Наименование параметра
032ĸ01	H00	δ/р	032				Признак подключения датчика и тип датчика
032k01	H01	МПα	0,16				Верхний предел диапазона измерений
032k01	H08	МПа	0				Поправка на высоту столба разделительной жидкости
033k01	H00	δ/ρ	043				Признак подключения датчика и тип датчика
033ĸ01 033ĸ01	H01 H02	°C	100 -50				Верхний предел диапазона измерений Нижний предел диапазона измерений
034k01	H00	δ/p	012				Признак наличия датчика и его выходной сгнал
034k01	H01	м.кцδ./ч	650.0				Верхний предел диапазона измерений
034k01	H02	м.кцδ./ч	20				Нижний предел диапазона измерений
034k01	H05	м.кцδ./ч	0				Уставка на отсечки самохода по сигнали датчика
034κ01	H08	м.кцб.	1				Цена импульса датчика с числоимпульсным сигналом***
034н01	H09		*				Начальные показания датчика объема с числоимп. вых. сигналом
034н02	H00	δ/р	052				Признак наличия датчика и его выходной сгнал
	•	•		Па	раметры по а	газопроводу	
Код	T/a	Поз.	Ед. измер.	T1			Наименование параметра
100	01		δ/р	1			Идентификатор трубопровода
101	01	H00	δ/р	0			Способ задания состава газа по трубопроводу
101	01	H01	δ/р	0			Требования по учету влажного газа
102	01	H00	δ/р	12			Тип расходомерного узла
102	01	H01	MM	н/д			Диаметр измерит. участка тр-да при 20 град.С
105	01	H00	%	0			Константа влажности газа
105	01	H01	δ/р	0			Признак наличия датчика влажности и его выходной сгнал
106	01	H00	МДж/м3	32			Константа удельной объемной теплоты сгорания
106	01	H01	δ/р	0			Признак наличия датчика и его адрес
107	01	H00	кг/м3				Константа плотности газа
107	01	H01	δ/р	0			Признак наличия датчика и его адрес
109	01	H00	м3/ч	0			Константное значение расхода
109	01	H01	δ/р	03401			Признак применения датчика расхода и его адрес
113	01	H00	МПα	0,24*			Константное значение абсолютного давления
113	01	H01	δ/р	03201			Признак применения датчика давления и адрес датчика
114	01	H00	гр. С	4*			Константное значение температуры
114	01	H01	δ/р	03301			Признак применения датчика температуры и адрес датчика
115	01	H00	δ/p	11			Признак ограничения диапазона измерения расхода
115	01	H01	м3/ч	20			Нижний предел диапазона измерений, соотв. датчику расхода
120	01		м3/ч	10*			Константное значение объемного расхода газа при стандартных условиях на случай перерывов питания или неисправности АЦП прибора.
122	01	H00	δ/р	0			Константное значение датчика
122	01	H01	δ/р	03402			Признак применения датчика события и адрес датчика
125	01	H00	%	н/д			Доля метана
125	01	H05	%	0,5800			Доля азота
125	01	H06	%	0,21			Доля диоксида углерода
125	01	H08	кг/м3	0,69			Плотность сухого газа при стандартных условиях

^{*** –} не превышать fzpCПТ-761.2 = 5000 Гц

Изм.	Кол.	/lucm	N∂ок	Подп.	Дата		/lucm
						ГСВ.БД	1.2

^{*} параметр уточняется при наладке