



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ  
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ИНСТИТУТ  
ЮЖНИИГИПРОГАЗ"**

---

**Заказчик – ООО "Обский ГХК"**

**МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ПЛОЩАДКА  
В П. САБЕТТА**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях  
инженерно- технического обеспечения**

**Подраздел 6. Система газоснабжения**

**23.020.1-ИОС6  
8182-P-UG-PDO-05.06.00.00.00-00**

**Том 5.6**



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ  
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ИНСТИТУТ  
ЮЖНИИГИПРОГАЗ"**

**Заказчик – ООО "ОБСКИЙ ГХК"**

**МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ПЛОЩАДКА  
В П. САБЕТТА**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях  
инженерно- технического обеспечения**

**Подраздел 6. Система газоснабжения**

**23.020.1-ИОС6  
8182-P-UG-PDO-05.06.00.00.00-00**

**Том 5.6**

Главный инженер

В.А. Чуркин

Главный инженер проекта

В.А. Дахов



2023

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



ООО "Тюменьнефтегазпроект"

Инв.№

## МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ПЛОЩАДКА В П. САБЕТТА

### ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения  
Подраздел 6. Система газоснабжения

23.020.1-ИОС6  
8182-P-UG-PDO-05.06.00.00.00-00

5.6

Исполнительный директор

Заместитель исполнительного  
директора - главный инженер

Главный инженер проекта



А.В. Лучинин

В.А. Гирш

Б.З. Давлетов

2023



## Содержание

1	Характеристика источника газоснабжения в соответствии с техническими условиями, сведения о параметрах топлива, требования к надежности и качеству .	3
2	Сведения о типе и количестве установок, потребляющих топливо, параметрах и режимах их работы.....	5
3	Описание технических решений по обеспечению учета и контроля расхода газа и продукции, вырабатываемой с использованием газа, в том числе тепловой и электрической энергии.....	6
4	Описание и обоснование применяемых систем автоматического регулирования и контроля тепловых процессов.....	7
5	Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа .	8
6	Описание мест расположения приборов учета используемого газа и устройств сбора и передачи данных от таких приборов.....	10
7	Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа	11
8	Описание технических решений по обеспечению теплоизоляции ограждающих поверхностей агрегатов и теплопроводов.....	12
9	Перечень сооружений резервного топливного хозяйства.....	13
10	Обоснование выбора маршрута прохождения газопровода и границ охранной зоны присоединяемого газопровода, а также сооружений на нем.....	14
11	Обоснование технических решений устройства электрохимической защиты стального газопровода от коррозии.....	22
12	Сведения о средствах телемеханизации газораспределительных сетей, объектов их энергоснабжения и электропривода.....	23
13	Перечень мероприятий по обеспечению безопасного функционирования объектов системы газоснабжения, в том числе описание и обоснование проектируемых инженерных систем по контролю и предупреждению возникновения потенциальных аварий, систем оповещения и связи.....	24
14	Перечень мероприятий по созданию аварийной спасательной службы и мероприятий по охране систем газоснабжения.....	27
15	Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности объекта капитального строительства	29

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

## 23.020.1-ИОС6.ТЧ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Разраб.		Ходыкина		<i>W</i>	27.09.23
Проверил		Давлетов		<i>DR</i>	27.09.23
Н. контр.		Шарипова		<i>Sh</i>	27.09.23
ГИП		Давлетов		<i>DR</i>	27.09.23

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	39
ООО «Тюменьнефтегазпроект»		

16	Перечень сокращений.....	30 <sup>5</sup>
17	Ссылочные нормативные документы .....	31
18	Перечень терминов и определений.....	32
	Приложение А.....	33
	Приложение Б.....	34
	Приложение В.....	36
	Приложение Г .....	37
19	Перечень таблиц.....	38
	Таблица регистрации изменений .....	39

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

**23.020.1-ИОС6.ТЧ**

Лист
2

## 1 Характеристика источника газоснабжения в соответствии с техническими условиями, сведения о параметрах топлива, требования к надежности и качеству

Многофункциональная площадка по обращению с промышленными и бытовыми отходами (МФП) предназначена для централизованного сбора, накопления и обработки (сортировки) отходов I – V классов опасности, а также для утилизации, термического обезвреживания (в том числе – сжигания), образующихся в период строительства и эксплуатации завода СПГ, и непосредственно от эксплуатации самого МФП, а также для возможно хранения материально-технических ресурсов.

Источником газоснабжения для проектируемого объекта в составе проектной документации «Многофункциональная площадка в п.Сабетта» Установки термической деструкции для обезвреживания жидких отходов УПНШ-05СД (поз.35 по ГП) и установки термического обезвреживания твердых отходов (поз.33 по ГП) является природный газ, поступающий от существующей площадки УКПГ. Подготовленный газ от ВТТ / коллектора осушенного газа УКПГ поступает на многофункциональную площадку по обращению с промышленными и бытовыми отходами (МФП),

Технические параметры и компонентный состав природного газа, поступающего на площадку по обращению с промышленными и бытовыми отходами (МФП), в соответствии с данными от заказчика, приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1– Технические параметры и компонентный состав природного газа

Наименование компонента	Содержание мольн. %
1	2
Метан	95,54
Этан	1,83
Пропан	0,6
Изо-бутан	0,16
Н-бутан	0,14
Пентан	0,16
Азот	1,2
Диоксид углерода	0,28
Водород	0,01
Метанол	0,06
Гелий	0,02

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

						<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись	Дата		3

Наименование компонента	Содержание мольн. %
1	2
Аргон	0,01
Вода	-
Сероводород	-

Таблица 1.2 - Физико-химические показатели природного горючего газа по ГОСТ 5542-87

№ п/п	Наименование показателя	Единица изм.	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542-87	Значение
1	Теплота сгорания низшая при 20°C и 101,325 кПа	МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> )	ГОСТ 31369-2008	Не менее 31,8 (7600)	33,722 (8859)
2	Число Воббе высшее	МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> )	ГОСТ 31169-2008	41,2-54,5 (9850-13000)	44,761 (10697)
3	Молярная доля кислорода	%	ГОСТ 31371.7-2008	Не более 1,0	Менее 0,1
4	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-97	Не более 0,02	0,0000
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-97	Не более 0,036	0,0000
6	Масса механических примесей в м <sup>3</sup>	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4-77	Не более 0,001	Отсутствует
7	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-77	Не менее 3	3
8	Температура точки росы газа по воде	°C	ГОСТ Р 53763-2009	Ниже температуры газа	Минус 20
9	Температура газа	°C			+5...+20
10	Молярная доля азота	%	ГОСТ 31371.7-2008		1,2
11	Молярная доля углекислого газа	%	ГОСТ 31371.7-2008		0,28

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

						<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись	Дата		4



## 2 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих топливо, параметрах и режимах их работы

Проектной документацией «Многофункциональная площадка в п. Сабетта» предусмотрено снабжение топливным газом Установки термической деструкции для обезвреживания жидких отходов и установки термического обезвреживания твердых отходов. Строительство проектируемых сетей газопотребления предусмотрено в третьем этапе для обеспечения топливным газом проектируемых установок термической деструкции для обеззараживания отходов.

Источниками, потребляющими газ, являются:

### проектируемые сооружения:

- Установки термической деструкции для обезвреживания твердых отходов Hurikan 1000 (поз. 33 по ГП);
- Установки термического обезвреживания жидких отходов УНПШ-05СД (поз.33 по ГП).

В таблице 2.1 представлены данные о типе сооружений, потребляющих газ

Таблица 2.1 – Перечень сооружений, потребляющих газ

№ п/п	Наименование сооружения	Расход газа	Давление
<b>Проектируемые сооружения</b>			
1	Установки термической деструкции для обезвреживания жидких отходов УНПШ-05СД	Потребность в газе 30,3÷80,8 нм <sup>3</sup> /час	0,15 бар
2	Установки термической деструкции для обезвреживания твердых отходов Hurikan 1000	Потребность в газе 12,90 ÷51 нм <sup>3</sup> /час	0,15 бар
3	Установки термической деструкции для обезвреживания твердых отходов Hurikan 500	Потребность в газе 9,03 ÷35,7 нм <sup>3</sup> /час	0,15 бар

Схема трассы газопровода представлена в графической части.

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

							<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись	Дата			5

### 3 Описание технических решений по обеспечению учета и контроля расхода газа и продукции, вырабатываемой с использованием газа, в том числе тепловой и электрической энергии

Для измерения количества природного газа, поступающего многофункциональную площадку по обращению с промышленными и бытовыми отходами (МФП) проектной документацией предусмотрен газорегуляторный пункт (ГРПШ). В составе газорегуляторного пункта шкафного типа предусмотрен узел учета, основная и резервная линия редуцирования с электрообогревом заводского изготовления. Технологическое оборудование размещено в металлическом шкафу с несгораемым утеплителем. В проектной документации разработан опросный лист для заказа ГРПШ.

Учет количества используемого топливного газа на Установки термической деструкции для обезвреживания жидких отходов УНПШ-05СД (поз. 35 по ГП) осуществляется приборами учета, расположенными в помещении Установки и имеющей Сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности №С-РТЭ.002.ТУ.00821.

Учет количества используемого топливного газа на Установки термической деструкции для обезвреживания твердых отходов Hurikan 1000 осуществляется приборами учета, расположенными в помещении Установки и имеющей, Сертификат соответствия № РОСС RU.04ЖСТО.0002.SMK 00183

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

#### 4 Описание и обоснование применяемых систем автоматического регулирования и контроля тепловых процессов

Установка термического обезвреживания твердых отходов Hurikan 1000 предназначена для высокотемпературного термического уничтожения и обезвреживания ТБО, нефтешламов. За счет высокой температуры сгорания внутри установки происходит практически полное уничтожение отходов.

Для регулирования температуры в камере сгорания установки Hurikan 1000 используется микропроцессорный регулятор температуры.

Установки термической деструкции для обезвреживания жидких отходов УНПШ-05СД предназначена для обезвреживания нефтешламов, замазученных грунтов и бурового шлама термическим способом.

Обезвреживание нефтешламов, замазученных грунтов и бурового шлама основана на способе термической деструкции углеродсодержащих отходов с содержанием нефтепродуктов не более 15-20% в перерабатываемом материале. В результате данного процесса получается обезвреженный сухой минеральный остаток IV (V) класса опасности.

Температура процесса обезвреживания контролируется при помощи термопары, установленной до лотка разгрузки минерального остатка. Визуальный контроль осуществляется на панели приборов. Предусмотрено использование горелочных устройств на газовом топливе.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись	Дата				

## 5 Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа

В проектной документации не предусмотрен контроль температуры и состав продуктов сгорания газа, так как применены установки заводской поставки, имеющие разрешительную документацию и инструкцию по эксплуатации.

- Установки термической деструкции для обезвреживания твердых отходов Hurikan 1000 (поз. 33 по ГП);
- Установки термического обезвреживания жидких отходов УНПШ-05СД (поз.35 по ГП).

Установка термического обезвреживания жидких отходов УНПШ-05СД имеет следующую разрешительную документацию:

- Технологический регламент утилизации нефтесодержащих отходов на установках УПНШ 28.21.12-002-90881777.ТР
- Сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности №С-РТЭ.002.ТУ.00821 выданный на основании Заключения №738-ЭЗ-2018 О соответствии требованиям промышленной безопасности технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах: установки для утилизации нефтесодержащих отходов УПНШ, изготовленные по ТУ 28.21.12-003-90881777-2017, производства ООО «СПУТНИК», г. Тюмень
- Сертификат на тип продукции, отвечающей требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011) № ЕАЭС RU СТ- RU.AM02.00043 выданный на основании
  - Протокола испытаний №208/II/2019 от 15.02.2019 Испытательной лаборатории Общества с ограниченной ответственностью «Русский испытательный центр», технических условий ТУ 28.21.12-003-90881777-2017, обоснования безопасности 28.21.12-003-90881777-2017 ОБ, паспорта 28.21.12-003-90881777-2017, руководства по эксплуатации 28.21.12-003-90881777-2017.РЭ
- Сертификата на тип продукции, отвечающей требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011) № ЕАЭС RU СТ- RU.AM02.00043 от 18.02.2019 органа по сертификации продукции Общества с ограниченной ответственностью «Брянский орган по сертификации», аттестат аккредитации № RA.RU.10AM02
- Сертификат соответствия № РОСС RU.SSK1.H00527/21 выданный на основании Протокола испытаний № СИ21/09.03-02 от 09.03.2021 года, выданного Лабораторным центром Общества с ограниченной ответственностью «Современные

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	

системы качества» (Регистрационный номер аттестата аккредитации RU.SSK2.04ЕЛК0).

Установки термической деструкции для обезвреживания твердых отходов Hurikan 1000 имеет следующую разрешительную документацию:

- Сертификат соответствия № РОСС RU.04ЖСТО.0002.SMK 00183 выданного Лабораторным центром Общества с ограниченной ответственностью «Современные системы качества» ;
- Декларация о соответствии требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» принятой» регистрационный номер ЕАЭС № RU Д-RU. ПШ01.В.30325

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись	Дата				

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

Учет природного газа, поступающего на многофункциональную площадку по обращению с промышленными и бытовыми отходами (МФП) предусмотрен в газорегуляторном пункте шкафного типа (ГРПШ). Сбор и передача данных по количеству использованного газа поступает в операторные площадки (МФП).

Схема технологическая ГРПШ представлена в графической части.

Учет количества используемого топливного газа на Установки термической деструкции для обезвреживания жидких отходов УНПШ-05СД (поз. 35 по ГП) осуществляется приборами учета, расположенными в помещении Установки и имеющей Сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности №С-РТЭ.002.ТУ.00821.

Учет количества используемого топливного газа на Установки термической деструкции для обезвреживания твердых отходов Hurikan 1000 (поз. 35 по ГП) осуществляется приборами учета, расположенными в помещении Установки и имеющей, Сертификат соответствия № РОСС RU.04ЖСТО.0002.SMK 00183

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата				

## 7 Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа

В данной проектной документации состав продуктов сгорания и способ контроля температуры не рассматривается, так как к применению приняты установки заводской поставки, имеющие разрешительную документацию и инструкцию по эксплуатации

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

## 8 Описание технических решений по обеспечению теплоизоляции ограждающих поверхностей агрегатов и теплопроводов

В данной проектной документации состав продуктов сгорания и способ контроля температуры не рассматривается, так как к применению приняты установки заводской поставки, имеющие разрешительную документацию и инструкцию по эксплуатации

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>			



## 9 Перечень сооружений резервного топливного хозяйства

Резервное топливо для установок обезвреживания и сжигания отходов не предусмотрено.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>		Лист	
									13

## 10 Обоснование выбора маршрута прохождения газопровода и границ охранной зоны присоединяемого газопровода, а также сооружений на нем

Прокладка газопровода от точки подключения на границе многофункциональной площадки по обращению с промышленными и бытовыми отходами до сооружений предусмотрено надземной на эстакаде. Проектная документация разработана с учетом требований «Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержденного постановлением Правительства РФ от 29 октября 2010 г №870.

При выборе трассы трубопроводов учитывались:

- возможность самокомпенсации температурных деформаций за счет использования поворота трасс;
- безопасность и надежность эксплуатации;
- возможность выполнения всех видов работ по контролю и эксплуатации трубопроводов.

Характеристики проектируемых газопроводов представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Характеристика проектируемых газопроводов.

Наименование трубопровода	Расход, макс., нм <sup>3</sup> /ч	Давление, МПа	Температура, °С	Диаметр, мм	Длина, м	Марка стали
Г3 газ от точки подключения до ГРПШ	131	0,4-0,6	Плюс 5÷20	57х3,5	305	09Г2С
Г2 газ от ГРПШ до УПНШ-05СД-01(поз.35 по ГП)	80,8	0,015	Плюс 5÷20	57х3,5	30	09Г2С
Г2.1 газ от ГРПШ до Hurricane 1000 (поз.33 по ГП)	51	0,015	Плюс 5÷20	57х3,5	70	09Г2С

Для обеспечения природным газом с необходимыми параметрами для работы Установок термической деструкции проектной документацией предусмотрена установка газорегуляторного пункта шкафного типа. Подача газа предусмотрена по линии Г3 диаметром 57х3,5 мм от точки подключения №1 до установки шкафного типа газорегуляторного пункта (ГРПШ) для учета потребляемого газа и редуцирования давления. Выбор оборудования ГРПШ предусмотрен с учетом обеспечения необходимого расхода газа не менее 131 нм<sup>3</sup>/час и давления на выходе не более 0,015 МПа. От ГРПШ газ с давлением 0,015 МПа по линии Г2, Г2.1 диаметром 57х3,5 мм поступает на установки:

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись	Дата				

- Установки термической деструкции для обезвреживания твердых отходов Hurikan 1000 (поз. 33 по ГП);
- Установки термического обезвреживания жидких отходов УНПШ-05СД (поз.35 по ГП).

Размещение ГРПШ по отношению к зданиям и сооружениям принято в соответствии с пунктом 6.2.2\* СП 62.13330.2011\*. Расстояние от ГРПШ до поз.34 (навес для разгрузки отходов термического обезвреживания) и поз.37 (Резервуара дождевых стоков  $V=100 \text{ м}^3$ ) составляет 10 м, расстояние от поз.33 (установки термического обезвреживания) -17,30 м.

Газорегуляторный пункт шкафного типа с узлом учета, основной и резервной линиями редуцирования с электрообогревом предусмотрен заводского изготовления завода соответствует требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011 и имеет сертификат соответствия № РОСС RU С-RU.HP15.H07222/20 (Приложение Г). Технологическое оборудование размещено в металлическом шкафу с несгораемым утеплителем. Условия эксплуатации соответствуют климатическому исполнению по ГОСТ 15150 -ХЛ1. Срок службы не менее 30 лет.

В состав ГРПШ входит следующее оборудование:

- фильтры газовые для очистки газа от механических примесей;
- узел учета газа;
- регуляторы давления газа, разрешенные к применению;
- предохранительные запорные клапаны типа ПЗК;
- предохранительные сбросные клапаны типа ПКС;
- запорная арматура;
- манометры для визуального контроля рабочего давления;
- систему обогрева.

Для обеспечения непрерывности подачи газа потребителям ГРПШ, пропускная способность одной линией редуцирования составляет  $131 \text{ м}^3/\text{час}$ , предусмотрена резервная линия редуцирования. Состав оборудования резервной линии редуцирования соответствует рабочей линии. Параметры настройки редуцирующей (Рвход=,0,4-0,6 МПа, Рвых=0,015 МПа), предохранительной и защитной арматурой.

Для предотвращения недопустимого повышения или понижения давления в ГРПШ предусмотрены быстродействующие предохранительные запорные клапаны (ПЗК) и предохранительные сбросные клапаны (ПСК).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись	Дата				

Параметры настройки технических устройств системы защиты ГРПШ недопустимого изменения давления предусмотрены проектной документацией ПСК равное 1,3 Рр.=1,3x0,015=0,0195 МПа и ПЗК равное 1,4 Рр=1,4x0,015=0,021 МПа в соответствии с требованиями указанных в таблице 4 ГОСТ 34 670-2020.

Конструкция линии редуцирования (при наличии резервной линии или байпаса) обеспечивает возможность настройки параметров редуциционной, предохранительной и защитной арматуры, а также проверку герметичности закрытия их затворов без отключения или изменения значения давления газа у потребителя.

Система редуцирования и защитная арматура имеет собственные импульсные линии.

Место отбора импульса размещаться в зоне установившегося потока газа вне пределов турбулентных воздействий.

Фильтр предусмотренный в ГРПШ имеют устройства определения перепада давления в них, характеризующие степень засоренности при максимальном расходе газа равной 131 м<sup>3</sup>/час.

Защитная и предохранительная арматура обеспечивают автоматическое ограничение повышения давления газа давления в газопроводе либо прекращение его подачи соответственно при изменениях, не допустимых для безопасной работы газоиспользующего оборудования и технических устройств. Сброс газа в атмосферу допускается в исключительных случаях.

В ГРПШ предусмотрена система трубопроводов для продувки газопроводов и сброса газа от ПСК, который выводится наружу в места, обеспечены безопасные условия для его рассеивания.

Электрооборудование, размещенное в ГРПШ предусмотрено во взрывозащищенном исполнении

Для учета газа принят счетчик газа ротационный RVG. Измерительный комплекс СГ-ТК принят полной заводской готовности в составе: ротационный счетчик RVG; корректор EK270.

Назначение комплекса для измерения количества газа СГ-ТК-Р на базе счетчика RVG с коррек. TC220

Комплексы СГ-ТК-Р-65 на базе ротационных счетчиков газа RVG G40 Q max= 65 м<sup>3</sup>/час при рабочих условиях предназначены для измерения объема природного газа по ГОСТ 5542 в единицах приведенного к стандартным условиям объема (количества) посредством автоматической электронной коррекции показаний ротационных счетчиков газа RVG G40 по температуре и при фиксированных значениях давления и коэффициента сжимаемости газа.

Принцип работы СГ-ТК-Р на базе счетчика RVG с коррек. TC220

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

						<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись	Дата		16

Принцип действия комплекса СГ-ТК-Р основан на одновременном измерении объема газа (при рабочих условиях), прошедшего через счетчик и температуры газа с последующим вычислением, обработкой и архивированием приведенного к стандартным условиям объема газа с учетом условно-постоянных (подстановочных) значений давления и коэффициента сжимаемости газа с помощью корректора объема газа ТС220.

Взрывозащищённость: Комплекс СГ-ТК разрешён для установки во взрывоопасной зоне и имеет маркировку взрывозащищенности «1 Ex ib IIB T4».

Площадка размещения газорегуляторного пункта шкафного типа относится к повышенной взрывоопасной установки, класс взрывоопасной зоны В-1г и рассчитана на взрывоопасную, пожароопасную рабочую среду – природный газ - класса опасности 4 по ГОСТ 12.1.007-76, категории взрывоопасности IIA и группы взрывоопасной смеси Т1 по ГОСТ 30852.5-2002. Категория пожарной опасности наружной установки в соответствии с СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» - «АН» (повышенная взрывопожароопасность).

Газопроводы запроектированы в соответствии с требованиями СП 62.13330,2011\*\* «Газораспределительные системы», СП42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб».

Трубопроводы относятся к газопроводам:

- газопровод Г3 от точки подключения до проектируемой установки ГРПШ, P<sub>раб.</sub> =0,6 МПа – высокого давления II категории протяженностью – 305 м;
- газопровод Г2 от проектируемого ГПРШ до установки УПНШ-05СД-01, P<sub>раб.</sub> =0,015 МПа – газопровод среднего давления протяженностью - 30 м;
- газопровод Г2.1 от проектируемого ГПРШ до установки Hurika 1000 (поз. 33 по ГП), P<sub>раб.</sub> =0,015 МПа – газопровод среднего давления протяженностью – 70 м.

В проектной документации вид и способ прокладки газопроводов, расстояния по горизонтали и вертикали от газопроводов до смежных зданий, сооружений, естественных и искусственных преград предусмотрены в соответствии с требованием «Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержденного постановлением Правительства РФ от 29 октября 2010 г № 870, и СП 62.13330.2011 «Свод правил. Газораспределительные системы».

Прокладка газопроводов надземная на опорах по эстакаде с сетями инженерно-технического обеспечения. Диаметр принятых труб 57х3,5 мм по ТУ 14-3-1128-2007 из стали 09Г2С. Высота от уровня земли до низа трубы не менее 2,3 м. Шаг опор принят не более 4 м. Кабельные сети проложены на расстоянии 1,3 м выше газопровода. Прокладка эстакады предусмотрена по периметру ограждения на расстоянии 1 м.

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

						<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>	Лист
							17
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись	Дата		

Согласно Приложению Б СП 62.13330.2011, минимальные расстояния от надземных газопроводов с давлением до 0,6 МПа (включительно) до производственных зданий категорий А и Б (или наружных установок категорий АН и БН) должны составлять не менее 5 м, а до производственных зданий и помещений категорией В1-В4, Г и Д (а также наружных установок категорий ВН, ГН и ДН) – не нормируются. Исходя из этого в проекте приняты следующие расстояния от проектируемого газопровода до:

- прожекторной мачты (без категории, поз.13.1) – 4,2 м;
- контрольно-пропускного пункта с бытовым блоком (без категории, поз. 2) – 11 м;
- блочно-комплектной трансформаторной подстанции (категория В, поз. 9) – 12,6 м;
- автономной дизельной электростанции (категория В, поз. 10) – 9,7 м;
- площадки емкости запаса дизельного топлива (категория БН, поз. 12) – 7,3 м;
- резервуаров производственно-дождевых сточных вод (категория ДН, поз. 7) – 13,1 м;
- резервуаров производственно-противопожарного запаса воды (категория ДН, поз. 6.1, 6.2) – 12,5 м;
- блок-бокса хранения пожарного инвентаря (категория В, поз. 22) – 3,0 м;
- навеса для разгрузки отходов для термического обезвреживания (без категории, поз. 34) – 4,4 м;
- резервуара дождевых сточных воды (категория ДН, поз. 37) – 9,9 м;
- площадки временного хранения шламов очистки трубопроводов и емкостей (без категории, поз. 44) – 12,3 м.

При переходе через автомобильные проезды на площадке, высота прокладки трубопровода принята 5,0 м от дорожного полотна. Расстояние вертикального участка трубопровода при переходе дорожного полотна принято 2,0 м от края насыпи дороги.

Надземная прокладка газопровода предусмотрена в соответствии с требованием п. 5.6.3 СП62.13330.2011\* на опорах и сваях при использовании оснований в мерзлом состоянии.

Укладка труб на сваи выполнять только после обеспечения полного смерзания свай с грунтом.

Для обеспечения устойчивости и прочности сети газопотребления проектной документацией предусмотрена прокладка по эстакаде с установкой опорных конструкций на сваях. Конструкция свай представлена в том конструктивных и объемно-планировочных решений.

Расстояние между неподвижными опорами не более 80 м. Компенсация воздействий на газопроводы изменений температуры стенки трубы, давления выполняется за счет углов поворота трассы в горизонтальной и вертикальной плоскостях (переходы через автодороги) и установки П-образных компенсаторов.

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							Лист
Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись	Дата	<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>	

Опоры под трубопровод запроектированы из несгораемого материала. При выборе материалов для опор за расчетную температуру принята средняя температура холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 (минус 46<sup>0</sup>С).

План трассы газопроводов представлен в графической части.

Объем контроля сварных соединений предусмотрен радиографическим методом в % к общему числу стыков для газопроводов – 20 %.

Согласно паспортным данным заводов изготовителей и техническим условиям на изготовление арматуры и труб, расчетный срок службы составляет не менее:

- для запорной арматуры – 20 лет;
- для труб стальных - 25 лет.

После окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, трубопроводы подвергнуть дополнительному пневматическому испытанию на герметичность.

Давление испытания для газопровода в течении одного часа:

- II категории – 0,75 МПа;
- среднего давления -0,45 МПа.

Перед испытанием на герметичность выполнить продувку газопроводов воздухом в соответствии с проектом производства работ (ППР).

Перед нанесением покрытия поверхность трубопроводов очистить от окислов металла. Степень очистки должна быть 3 по ГОСТ 9.401-91. Надземные газопроводы, подлежащие теплоизоляции, покрываются грунтовкой цинкнаполненной полиуретановой, образующей покрытие, устойчивое к воздействию резких перепадов температур (от минус 60 до 150 °С). Изоляция трубопроводов осуществляется после их испытания и устранения всех обнаруженных при этом дефектов.

Для обеспечения поддержания температуры газа на входе в установки утилизации не ниже плюс 20 °С, газопроводы теплоизолируются с электрообогревом греющим кабелем. Греющий кабель представляет собой низкотемпературную саморегулирующуюся электрическую нагревательную ленту.

В качестве обязательных элементов изоляции входят: теплоизоляционный слой, покровный слой, элементы крепления.

В проектной документации применяются изоляционные материалы, характеризующиеся, как негорючие.

В качестве основного теплоизоляционного слоя для наземных трубопроводов приняты маты из негорючего материала теплопроводностью не более 0,045 Вт/(м·К) при температуре 25±5 °С.

Теплоизоляция трубопроводов предусматривается в один слой. Толщина теплоизоляционного слоя определяется в зависимости от диаметра и принимается для участков трубопроводов диаметром 57 толщиной 40 мм.

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							Лист
Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	<p style="text-align: center;"><b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b></p>	

В качестве покровного слоя используется лист стальной оцинкованный по ГОСТ 14918 – 80\* толщиной 0,5 мм.

Изоляция запорной арматуры предусмотрена из тех же материалов, что и для трубопроводов. В местах установки арматуры и фланцевых соединений теплоизоляционные конструкции выполняются съемными.

На покровный слой теплоизоляции наносится опознавательная окраска:

- антикоррозионная грунт-эмаль "УНИПОЛ" марки АЦ по ТУ 2312-001-59846005-2003 в один слой;
- антикоррозионная грунт-эмаль "УНИПОЛ" марки АМ по ТУ 2312-001-59846005-2003 в два слоя.

Цвет эмали в соответствии с опознавательной окраской по ГОСТ 14202-69.

Наносить грунт-эмаль кольцами, ширина кольца – не менее 4 Ду.

Согласно «Правил охраны газораспределительных сетей» (утв. Постановлением Правительства от 20 ноября 200г. №878) для ГРПШ охранная зона устанавливается радиусом 10 м. Установка ГРПШ предусмотрена в проветриваемом ограждении из негоряемых материалов высотой не менее 1600 мм.

Стыковые соединения стальных надземных газопроводов на участке подключения к ГРПШ подлежат контролю физическим методом в объеме 100%.

Применяемое оборудование, арматура и трубы, рекомендованные к применению в проектной документации, в соответствии с требованием п.3 статьи 46 Федерального закона от 27 декабря 2002 г. №184-ФЗ «О техническом регулировании» имеют Сертификаты соответствия государственного стандарта России.

**Расчет срока безопасной эксплуатации трубопровода.**

Расчетный срок службы трубопроводов определяется с учетом скорости коррозии, а также отбраковочного размера стенок труб.

Расчетный срок службы трубопроводов определен по формуле:

$$T=(t-S)/V,$$

где: S – допустимое уменьшение толщины стенки, мм;

*V = 0,1 мм/год – максимальная скорость коррозии*

t – проектная толщина стенки трубопровода, мм.

Отбраковочная толщина стенки 1,5 мм принята в соответствии с требованием табл. 5.6 ГОСТ 32388-2013. Скорость коррозии 0,08 мм/год.

$$T= (3,5-1,5)/0,08=25 \text{ лет}$$

Срок эксплуатации проектируемых трубопроводов принят для своевременного проведения диагностики и ревизий технологического состояния и повышения надежности.

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

						<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>	Лист
							20
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		



По истечении указанного срока трубопроводы подлежат техническому диагностированию по результатам которого определяется фактическая скорость коррозии металла труб, состояние трубопроводов и назначается новый срок безопасной эксплуатации трубопроводов, либо рекомендуется их ремонт, реконструкция или вывод из эксплуатации.

Для контроля за коррозионным состоянием трубопроводов рекомендуется, помимо визуального осмотра, при периодической ревизии измерение толщины стенки трубопровода в местах, где наиболее вероятен максимальный износ вследствие коррозии, методом ультразвуковой и магнитной толщинометрии.

### **Запорная арматура.**

Рекомендуемая в проектной документации трубопроводная арматура соответствует требованиям технических условий на изготовление, стандартам на поставку, имеет заводскую маркировку, сертификаты соответствия.

Материал арматуры выбран в соответствии с условиями эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды.

В качестве запорной арматуры применяются стальные краны шаровые с ручным приводом. На участке ввода газопровода на территорию площадки предусмотрена установка крана шарового с электроприводом во взрывозащищенном исполнении.

Климатическое исполнение запорной арматуры соответствует УХЛ ГОСТ 15150-69.

На арматуре указаны условное давление, условный диаметр, марка материала и заводской или инвентарный номер.

Герметичность затворов применяемой арматуры соответствует классу А ГОСТ 9544-2015.

Инв. № подл.						<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>	Лист
	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист		№ док.

## 11 Обоснование технических решений устройства электрохимической защиты стального газопровода от коррозии

В связи с тем, что прокладка газопроводов от точек подключения до Установки термической деструкции для обезвреживания твердых отходов Hurikan 1000 (поз. 33 по ГП) и Установки термического обезвреживания жидких отходов УНПШ-05СД (поз.35 по ГП) принята надземной по эстакаде, электрохимическая защита газопровода не предусмотрена.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

## 12 Сведения о средствах телемеханизации газораспределительных сетей, объектов их энергоснабжения и электропривода

Проектной документацией предусмотрена установка шарового крана с электроприводом во взрывозащищенном исполнении в точки подключения для обеспечения отключения сети газопотребления в случаи аварийной ситуации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>			Лист

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

В целях обеспечения сохранности системы газоснабжения, создания нормальных условий ее эксплуатации, предотвращения аварий и несчастных случаев, согласно Федерального закона «О газоснабжении в Российской Федерации» (с изменениями на 14 июля 2022 года) и "Правил охраны газораспределительных сетей" постановление Правительства Российской Федерации от 20 ноября 2000 г. № 878, устанавливается охранная зона ГРПШ радиусом 10 м.

Проектом предусмотрены технические решения и организационные мероприятия, направленные на снижение вероятности возникновения и локализацию аварий на проектируемом газопроводе, защиту конструкций от огня, безопасную эвакуацию, беспрепятственный ввод и передвижение сил и средств ликвидации ЧС (пожарных расчетов и пожарной техники). Предусматриваются следующие мероприятия по обеспечению взрывобезопасности:

- реализованы решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ;

- реализованы решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ;

- технологическое оборудование и электрооборудование принято в исполнении, соответствующем категории и группе взрывоопасной смеси, и классу взрывопожароопасной зоны;

- выполнена молниезащита и защита от статического электричества оборудования и трубопроводов;

- предусмотрена система управления и контроля технологическими процессами с необходимыми системами сигнализации и блокировки;

- тепловая изоляция для оборудования и трубопроводов проектируемых сооружений выполнена из несгораемых материалов;

- рабочие, связанные с обслуживанием и ремонтом газового оборудования, обучаются безопасным методам работы в газовом хозяйстве и проходят проверку знаний в установленном порядке;

- работники, не имеющие удостоверений, к обслуживанию газового хозяйства не допускаются;

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

						<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>	Лист
							24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- эксплуатация систем газоснабжения, а также выполнение всякого рода ремонтных и газоопасных работ не допускается, если дальнейшее производство работ сопряжено с опасностью для жизни работающих.

### **Описание и характеристики системы оповещения о чрезвычайной ситуации**

В случае обнаружения аварийной ситуации персоналом данные о ней немедленно доводятся до оператора. Далее информация доводится до руководства объекта и местных (территориальных) органов управления по делам ГО и ЧС, производится информирование о ЧС близ расположенных населенных пунктов.

Оповещение руководства административных и должностных лиц осуществляется по рации, телефонам.

Сигнал об аварии поступает от первого, заметившего чрезвычайную ситуацию.

При получении сигнала начальник смены – старший оператор обязан убедиться в достоверности полученного сигнала, а затем задействовать схему оповещения.

Оператор, получивший информацию об аварии, доводит ее до руководства объекта согласно схеме оповещения.

Система оповещения о возникновении чрезвычайных ситуаций организуется с использованием оперативно-технологической связи месторождения:

- диспетчерской связи;
- автоматической телефонной связи (АТС) с выходом на сеть организации;
- автоматической радиотелефонной связи для аварийно-восстановительных бригад с подвижными и стационарными объектами месторождения, включая носимые и мобильные средства связи.

После получения сообщения об аварии для обнаружения точного места и определения ее характера руководитель организации организует сбор и выезд патрульной группы.

Вся информация по вопросам ликвидации аварий в начальный период фиксируется оператором, а при организации штаба по ликвидации аварии эта функция передается назначенному ответственному лицу.

Информация об аварии (отказе), для вышестоящей организации, контролирующей организаций надзора и другим заинтересованным организациям передается за подписью главного инженера» или назначенного лица, ответственного за ликвидацию аварии.

После определения характера аварии руководством эксплуатирующей организации принимается решение о направлении сил и средств, для ликвидации аварии собственными силами или с привлечением других сторонних близлежащих организаций.

Для вызова должностных и ответственных лиц, членов аварийно-спасательных служб привлекается дежурный автотранспорт.

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

						<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>	Лист
							25
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись	Дата		

Необходимость и последовательность оповещения перечисленных служб и ведомств определяет председатель комиссии по ЧС или ответственный за ликвидацию аварии.

Дежурный оператор:

а) в рабочее время оповещает руководящий состав эксплуатирующей организации предприятия по телефонной, руководящий состав организации гражданской обороны, и действует в установленном порядке.

б) в нерабочее время оповещает руководящий состав эксплуатирующей организации по сигналу "ОБЪЯВЛЕН СБОР", руководящий состав организации гражданской обороны организации и направляет дежурную машину по месту жительства персонала, привлекаемого для ликвидации аварии или ЧС, и действует в установленном порядке.

Основу системы оповещения о ЧС составляют схемы оповещения должностных лиц эксплуатирующей организации, местных надзорных органов и органов управления по делам ГО и ЧС.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>							26
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись	Дата		

## 14 Перечень мероприятий по созданию аварийной спасательной службы и мероприятий по охране систем газоснабжения

Для проведения аварийно-спасательных и ремонтно-восстановительных работ для ликвидации ЧС на объектах создаются аварийно- спасательные службы и аварийные запасы материально-технических ресурсов согласно порядку, утвержденному Правительством РФ.

После определения характера аварии руководством эксплуатирующей организации принимается решение о направлении сил и средств, для ликвидации аварии собственными силами или с привлечением других сторонних организаций.

После получения сообщения об аварии, для обнаружения точного места и определения ее характера руководитель организации организует сбор и выезд аварийных служб.

Все группы индивидуального действия (группы по определению района порыва газопровода и мест утечки газа, группы выполнения работ по ликвидации аварии) обеспечиваются двухсторонней связью с постоянным выходом на связь с дежурным оператором. Информацию о результатах обследования старший группы передает оператору, ответственному руководителю работ, назначенному приказом. Очередность передачи информации определяется оперативной обстановкой.

Объем и номенклатура материально - технических резервов для ликвидации аварий включают:

- аварийный запас труб, оборудования, соединительных деталей и других материалов;
- материально-техническое имущество производственного персонала и объектовых формирований;
- транспортно-технические средства;
- горюче-смазочные материалы;
- резервы финансовых ресурсов.

Объем и номенклатура аварийного запаса труб, стальных кранов, соединительных деталей и др. материалов определяется в соответствии с требованиями ВРД 39-1.10-031-2001.

Охрана объектов обустройства и систем газоснабжения осуществляется службой безопасности (СБ).

Деятельность службы безопасности на территории объекта регламентируется Федеральным законом о частной детективной и охранной деятельности в Российской Федерации.

Ответственность за деятельностью службы безопасности несет начальник службы безопасности. С личным составом подразделений охраны в рамках профессиональной

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

						<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>	Лист
							27
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись	Дата		

подготовки персонала промышленного объекта предусмотрено проводить занятия по утвержденному плану.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись



## 15 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности объекта капитального строительства

Основным мероприятием по обеспечению требований энергетической эффективности является эффективное использование энергоресурсов для технологических нужд.

Применение современных энергосберегающих технологий и оборудования заключается в:

- герметизации технологического процесса сбора, транспорта газожидкостной смеси;
- контроле технологического процесса из операторной;
- использовании на объекте блочно-комплектного оборудования заводского изготовления, как более надежного в эксплуатации;
- сохранении температуры транспортируемых продуктов за счет применения современных теплоизоляционных материалов;
- назначении толщины стенок трубопроводов из условия максимально возможного давления в них с прибавкой на коррозию.

В качестве основного теплоизоляционного слоя для наземных газопроводов приняты маты из негорючего материала теплопроводностью не более 0,045 Вт/(м·К) при температуре 25±5 °С.

Установки термической деструкции, предусмотренные проектной документацией, оборудование заводского изготовления укомплектованные узлами учета расхода газа и имеющие сертификаты соответствия.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

## 16 Перечень сокращений

АСУ ТП	Система автоматизированного управления технологическим процессом
ГРПШ	Шкафной газорегуляторный пункт
ГЗ	Газопровод высокого давления II категории более 0,3 МПа до 0,6 МПа
Г2	Газопровод среднего давления от 0,005 до 0,3 МПа

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

## 17 Ссылочные нормативные документы

1. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования (2001).
2. ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
3. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
4. ГОСТ 12.1.010-76 «Взрывобезопасность. Общие требования»;
5. ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки»;
6. ГОСТ 9.602-2016 «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
7. МИ 3082-2007 «Выбор методов и средств измерений расхода и количества потребляемого природного газа в зависимости от условий эксплуатации на узлах учета. Рекомендации по выбору рабочих эталонов для их поверки»;
8. Постановление Правительства РФ № 1479 от 16.09.2020 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации»;
9. Постановление Правительства РФ № 20 ноября 2000 г. №878 "Правил охраны газораспределительных сетей";
10. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
11. СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям»;
12. СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб»;
13. СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы»;
14. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. От 01.07.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
15. Федеральный закон от 22 июля 2008 года N 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. (с изменениями на 14 июля 2022 года)
16. Федеральный закон от 12 марта 1999 года «О газоснабжении в Российской Федерации» (с изменениями на 14 июля 2022 года)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата				

## 18 Перечень терминов и определений

Газораспределительная сеть	Технологический комплекс газораспределительной системы, состоящий из наружных газопроводов поселений (городских, сельских и других поселений), включая межпоселковые, от выходного отключающего устройства газораспределительной станции (ГРС), или иного источника газа, до вводного газопровода к объекту газопотребления. В газораспределительную сеть входят сооружения на газопроводах, средства электрохимической защиты, газорегуляторные пункты (ГРП, ГРПБ), шкафные регуляторные пункты (ШРП), система автоматизированного управления технологическим процессом распределения газа (АСУ ТП РГ).
Наружный газопровод	Подземный, наземный и надземный газопровод, проложенный вне зданий до отключающего устройства перед вводным газопроводом или до футляра при вводе в здание в подземном исполнении.
Охранная зона газораспределительной сети	Территория с особыми условиями использования, устанавливаемая вдоль трасс газопроводов и вокруг других объектов газораспределительной сети в целях обеспечения нормальных условий ее эксплуатации и исключения возможности ее повреждения.
Распределительный газопровод	Газопровод газораспределительной сети, обеспечивающий подачу газа от источника газоснабжения до газопроводов-вводов к потребителям газа.
Расчетное давление	Максимальное избыточное давление в газопроводе, на которое производится расчет на прочность при обосновании основных размеров, обеспечивающих надежную эксплуатацию в течение расчетного ресурса
Расчетный срок службы	Календарная продолжительность от начала эксплуатации или возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние
Соединительные детали (фитинги)	Элементы газопровода, предназначенные для изменения его направления, присоединения, ответвлений, соединения участков.
Шкафной газорегуляторный пункт	Технологическое устройство в шкафом исполнении, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

23.020.1-ИОС6.ТЧ

Лист

32

## Приложение А

(обязательное)

### Технические условия на проектирование системы газоснабжения

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>			

## Приложение Б

(обязательное)

### Гидравлический расчет газопровода

#### 1. Расчет газопровод ГЗ от точки подключения №1 до ГРПШ (поз. по ГП)

Выполним расчеты параметров трубопровода (расчетного диаметра, удельные потери давления, скорость газа в трубопроводе).

Исходные данные:

$Q = 131,8$  ст. м<sup>3</sup>/ч – расход газа в стандартных условиях необходимый для работы установки термического обезвреживания твердых отходов УНПШ-05СД-01 (поз.33 по ГП) и установки термической деструкции для обезвреживания отходов Hurricane 1000 (поз.35 по ГП).

$P_0 = 0,101362$  МПа – давление газа при стандартных условиях

$P_{раб.} = 0,5$  МПа (абс.)– рабочее давление в газопроводе на входе в ГРПШ.

$T = 15,0$  °С – температура газа в трубопроводе в точке подключения

Расчет предварительного диаметра газопровода (внутренний диаметр)

$$d = 0.036238 \times \sqrt{\frac{Q \times (273+t)}{P_p \times w}} = 45 \text{ мм}$$

где

w- скорость газа в газопроводе 5 м/сек,

Диаметр газопровода до ГРПШ принят  $\varnothing 57 \times 3,5$  мм.

#### 2. Расчет газопровод Г1 от ГРПШ до проектируемой установки

УНПШ-05СД-01 (поз.33 по ГП) .

Выполним расчеты параметров трубопровода (расчетного диаметра, удельные потери давления, скорость газа в трубопроводе).

Исходные данные:

$Q = 80,8$  ст. м<sup>3</sup>/ч – расход газа в стандартных условиях необходимый для работы установки УНПШ-05СД-01 (поз.33 по ГП)

$P_0 = 0,101362$  МПа – давление газа при стандартных условиях

$P_{раб.} = 0,015$  МПа (абс.)– рабочее давление в газопроводе на выходе из ГРПШ.

$T = 15,0$  °С – температура газа в трубопроводе в точке подключения

Расчет предварительного диаметра газопровода (внутренний диаметр)

$$d = 0.036238 \times \sqrt{\frac{Q \times (273+t)}{P_p \times w}} = 51 \text{ мм}$$

где

w- скорость газа в газопроводе 10 м/сек,

Диаметр газопровода до ГРПШ до установки УНПШ-05СД-01 (поз.33 по ГП)

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>	Лист
							34
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

принят Ø 57x3,5 мм.

3. Расчет газопровода Г1.1 от ГРПШ и установки термической деструкции для обезвреживания отходов Hurikan 1000 (поз.35 по ГП).

Выполним расчеты параметров трубопровода (расчетного диаметра, удельные потери давления, скорость газа в трубопроводе).

Исходные данные:

Q = 51 ст. м<sup>3</sup>/ч – расход газа в стандартных условиях необходимый для работы Hurikan 1000 (поз.35 по ГП).

P<sub>0</sub> = 0,101362 МПа – давление газа при стандартных условиях

P<sub>раб.</sub> = 0,115 МПа (абс.) – рабочее давление в газопроводе в точке подключения к существующему газопроводу подачи газа на энергоблок.

T=15.0 °С – температура газа в трубопроводе в точке подключения

Расчет предварительного диаметра газопровода (внутренний диаметр)

$$d = 0.036238 \times \sqrt{\frac{Q \times (273+t)}{P_p \times w}} = 51 \text{ мм}$$

где

w- скорость газа в газопроводе 10 м/сек,

Диаметр газопровода до ГРПШ до установки термической деструкции для обезвреживания отходов Hurikan 1000 (поз.35 по ГП) принят Ø 57x3,5мм.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

## Приложение В

(обязательное)

### Гидравлический расчет газопровода

1. Расчет толщины стенки газопровода от точки подключения №1 до ГРПШ (поз. по ГП)
2. Толщина стенки трубопровода определяется по гл.8. СП 42-102-2004:

$$t = (\eta \times P \times d_e) / 2(R + 0.6P)$$

где:

R – расчетное сопротивление

R определяется по формуле 12 СП 42.102-2004

Где

$R_{up}=421$  МПа – нормативное временное сопротивление труб разрыву для труб из стали 09Г2С

$R_{up}=265$  МПа – нормативное сопротивление равное минимальному значению предела текучести для стали 09Г2С.

$d_e=57$  мм – наружный диаметр газопровода

$\eta=1$  коэффициент несущей способности труб

$p=0,6$  МПа – рабочее давление

$$t = \frac{\eta \times P \times d_e}{2(R + 0.6P)} = \frac{1 \times 0,6 \times 57}{2(162 + 0,6 \times 0,6)} = 0,1 \text{ мм}$$

В проектной документации принята труба из стали 09Г2С диаметром 57х3,5 мм бесшовная горячедеформированная по ТУ 14-3-1128-2007

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				



## Приложение Г

(обязательное)

## Сертификат соответствия

<b>СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р</b>		
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ		
	<b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ</b>	
№ РОСС RU C-RU.HP15.H07222/20		
Срок действия с 17.09.2020 по 16.09.2023		
№ 0490540		
<p><b>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ</b> Орган по сертификации Общество с ограниченной ответственностью "Оценка продукции и систем менеджмента", Место нахождения: 115516, РОССИЯ, ГОРОД МОСКВА, УЛИЦА ПРОМЫШЛЕННАЯ, ДОМ 11, СТРОЕНИЕ 3, ЭТ 4 П 1 К 19Б Оф 69. Телефон: +79034451952, Адрес электронной почты: olenkarost@yandex.ru, Аттестат аккредитации регистрационный № RA.RU.11HP15. Дата регистрации аттестата аккредитации: 25 апреля 2019 года</p>		
<p><b>ПРОДУКЦИЯ</b> Газорегуляторные пункты блочные, шкафные, на раме, тип ГРП и пункты учета газа, тип ПУГ, модели: ГРПШ, ГРУ, ПГБ, ШУУРГ, ГРПБ, ГРС, АГРС, ГРПУ, ГРП, ГРПН, ПУ, ГСГО, МРП, ПРДГ, ПУРДГ, ДРП, ШРП, УГРШ, УГРШК, MADAS-ГРУ, MADAS-ГРПШ, MADAS-ШРП, MADAS-ПГБ, MADAS-ГСГО, ПРГ, АГРИУС, АГРИУС, ПРГ, ПУРГ, БУУРГ, ПУГ, ШПУРГ, УУРГ, БУУР, ШУРГ, БУРГ, ПУГ-ШУГО, АГРИУС-SP, АГРИУС-RP, АГРИУС-PU. Котельные установки, модели: ТКУ, БМК, МКУ, БКУ, ИТП, ЦТП. Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 26.51.22-002-05192406-2017. Серийный выпуск.</p>	<p>код ОК 28.99.39</p>	
<p><b>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ</b> ТУ 26.51.22-002-05192406-2017</p>		<p>код ТН ВЭД</p>
<p><b>ИЗГОТОВИТЕЛЬ</b> Общество с ограниченной ответственностью ПКФ «АГРИУС». ОГРН: 1166451077715, ИНН: 6449084649. Адрес: 413100, РОССИЯ, Саратовская обл, г Энгельс, ул Льва Кассиля, д 3А, оф 5. Телефон: 8(8452)40-29-20, E-mail: info@t-mas.ru</p>		
<p><b>СЕРТИФИКАТ ВЫДАН</b> Общество с ограниченной ответственностью ПКФ «АГРИУС». ОГРН: 1166451077715, ИНН: 6449084649. Адрес: 413100, РОССИЯ, Саратовская обл, г Энгельс, ул Льва Кассиля, д 3А, оф 5. Телефон: 8(8452)40-29-20, E-mail: info@t-mas.ru</p>		
<p><b>НА ОСНОВАНИИ</b> Протокол испытаний № 61777R от 17.09.2020 г., выданный испытательной лабораторией «Экспресс-Тест», аттестат аккредитации РОСС.RU.31532.04ИЖЧ0.ИЛО5</p>		
<p><b>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ</b> Схема сертификации: Зс</p>		
	<p>Руководитель органа <i>Петри</i> М.П. <small>ПОДПИСЬ</small> Д. А. Петри ИНИЦИАЛЫ, ФАМИЛИЯ</p> <p>Эксперт <i>Алексеев</i> М.П. <small>ПОДПИСЬ</small> А. А. Алексеева ИНИЦИАЛЫ, ФАМИЛИЯ</p>	
Сертификат не применяется при обязательной сертификации		
<small>ОО «ОЦЕНКА ПРОДУКЦИИ И СИСТЕМ МЕНЕДЖМЕНТА» № 19/03/2019</small>		
Защищено пробной версией Visual Watermark. Полная версия не ставит это клеймо.		

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

23.020.1-ИОС6.ТЧ

Лист

37

## 19 Перечень таблиц

Таблица 1.1– Технические параметры и компонентный состав природного газа.....	3
Таблица 1.2 - Физико-химические показатели природного горючего газа по ГОСТ 5542-87.....	4
Таблица 2.1 – Перечень сооружений, потребляющих газ .....	5
Таблица 10.1 - Характеристика проектируемых газопроводов.....	14

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>23.020.1-ИОС6.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата				

