Общество с ограниченной ответственностью
«НОВЫЕ РЕСУРСЫ»

«Строительство производства этилбензола мощностью 350 тыс. тонн в год и производства стирола мощностью 400 тыс. тонн в год», «Строительство производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год и Строительство общезаводского хозяйства для производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год и производства этилбензола мощностью 350 тыс. тонн в год и производства стирола мощностью 400 тыс. тонн в год»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 6. Система газоснабжения

Часть 1. Производство полистирола и объекты общезаводского хозяйства

NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.1

Том 5.6.1

2024

Общество с ограниченной ответственностью
«НОВЫЕ РЕСУРСЫ»

«Строительство производства этилбензола мощностью 350 тыс. тонн в год и производства стирола мощностью 400 тыс. тонн в год», «Строительство производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год и Строительство общезаводского хозяйства для производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год и производства этилбензола мощностью 350 тыс. тонн в год и производства стирола мощностью 400 тыс. тонн в год»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 6. Система газоснабжения

Часть 1. Производство полистирола и объекты общезаводского хозяйства

NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.1

Том 5.6.1

Руководитель проектов **А.А. Стариков**
(подпись, дата)

Главный инженер проекта **Д.И. Вавилов**
(подпись, дата)

2024

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	00054461

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
NKNH21002-ПС-ЭБСМ-СП	Состав проектной документации	Выпускается отдельным томом 0
NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.1-С	Содержание тома 5.6	Лист 2
	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения	
	Подраздел 6. Система газоснабжения	
NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.1	Часть 1. Производство полистирола и объекты общезаводского хозяйства	Лист 3
	Межцеховые комбинированные эстакады за границами установок. Межцеховые комбинированные эстакады	
NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.1-2601,2610-ГС,АК-0001	Схема трубопроводов топливного газа и автоматизация	Лист 75
NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.1-2601,2610-ГС-0002	План прокладки трубопроводов топливного газа	Лист 76
NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.1-2601,2610-ГС,АК-0003	Общие объекты. Условные обозначения	Лист 77

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. №подл. 00054461

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.1-С		
Разраб.		Кочаткова				Содержание тома 5.6.1	Стадия	Лист	Листов
Гл. спец.		Марченко					П		1
Н. контр.							СИБУР НОВЫЕ РЕСУРСЫ		
ГИП		Вавилов							

СОДЕРЖАНИЕ

Лист

1 Общие положения 4
2 Характеристика источника газоснабжения в соответствии с техническими условиями, сведения о параметрах топлива, требованиях к надежности и качеству поставляемого топлива 6
2.1 Характеристика источника газоснабжения, сведения о параметрах топлива, требованиях к надежности и качеству поставляемого топлива 6
2.2 Конструктивные решения 8
3 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих топливо, параметрах и режимах их работы - для объектов производственного назначения 14
3.1 Печи нагрева масляного теплоносителя HF-6401, HF-7401 15
3.2 Факельное хозяйство. Факельная установка 15
4 Расчетные (проектные) данные о потребности объекта капитального строительства в газе - для объектов непроизводственного назначения 17
5 Описание технических решений по обеспечению учета и контроля расхода газа и продукции, вырабатываемой с использованием газа, в том числе тепловой и электрической энергии, - для объектов производственного назначения 18
6 Описание и обоснование применяемых систем автоматического регулирования и контроля тепловых процессов – для объектов производственного назначения 19
6.1 Описание объема автоматизации 19
6.1.1 Общие сведения 19
6.1.2 Факельное хозяйство. Продувка факельных коллекторов 19
6.1.3 Печи нагрева масляного теплоносителя 19
6.2 Объекты автоматизации 21
6.3 Уровень автоматизации 22
6.4 Централизация управления 24
6.5 Условия эксплуатации средств автоматизации 25
6.6 Средства измерений параметров 26
6.7 Исполнительные механизмы 32
6.8 Мониторинг состояния воздушной среды производственных зон 34
6.9 Оперативный учет 36
6.10 КИПиА блочного оборудования 37
6.11 Надежность КИПиА 37

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. №подл. 00054461

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.1		
Разраб.		Кочаткова				Раздел 5. Подраздел 6. Система газоснабжения. Часть 1. Производство полистирола и объекты общезаводского хозяйства	Стадия	Лист	Листов
Гл. спец.		Марченко					П	1	72
Н. контр.							СИБУР НОВЫЕ РЕСУРСЫ		
ГИП		Вавилов							

6.12 Системы энергообеспечения средств автоматизации 38
6.13 Заземление средств автоматизации 39
6.14 Монтаж КИПиА....40
6.15 Защита от атмосферных осадков и обогрев средств КИПиА 43
7 Описание технических решений по обеспечению учета и контроля расхода газа, применяемых систем автоматического регулирования - для объектов непроизводственного назначения....44
8 Описание мест расположения приборов учета используемого газа и устройств сбора и передачи данных от таких приборов 45
9 Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа - для объектов производственного назначения 46
10 Описание технических решений по обеспечению теплоизоляции ограждающих поверхностей агрегатов и теплопроводов - для объектов производственного назначения....47
10.1 Тепловая изоляция 47
10.2 Электрообогрев 48
11 Перечень сооружений резервного топливного хозяйства - для объектов производственного назначения....51
12 Обоснование выбора маршрута прохождения газопровода и границ охранной зоны присоединяемого газопровода, а также сооружений на нем ..52
13 Обоснование технических решений устройства электрохимической защиты стального газопровода от коррозии 54
14 Сведения о средствах телемеханизации газораспределительных сетей, объектов их энергоснабжения и электропривода....55
15 Перечень мероприятий по обеспечению безопасного функционирования объектов газоснабжения, в том числе описание и обоснование проектируемых инженерных систем по контролю и предупреждению возникновения потенциальных аварий, систем оповещения и связи 56
15.1 Газопроводы 56
15.2 Печи нагрева масляного теплоносителя HF-6401, HF-7401 56
15.3 Факельное хозяйство. Факельная установка....57
16 Перечень мероприятий по созданию аварийной спасательной службы и мероприятий по охране систем газоснабжения - для объектов производственного назначения....58
17 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности объекта капитального строительства....59
17.1 Требования к инженерно-техническим решениям, влияющим на энергетическую эффективность зданий, строений и сооружений....59
17.2 Требования к оборудованию и системам, позволяющие исключить нерациональный расход энергетических ресурсов 59
17.3 Обоснование выбора инженерно-технических решений с целью обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности....59
17.4 Требования оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов 59
18 Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих

годовую удельную величину расхода топлива в объекте капитального строительства....60
19 Сведения о нормируемых показателях удельных годовых расходов топлива и максимально допустимых величинах отклонений от таких нормируемых показателей 61
20 Перечень мероприятий по учету и контролю расходования используемого топлива....62
21 Спецификация предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход топлива, в том числе основные их характеристики 63
Перечень принятых сокращений 64
Приложение А Таблицы расчетов толщин стенок трубопроводов 65
Приложение Б Паспорт качества газа....66
Перечень нормативной документации....67
Список исполнителей....71
Таблица регистрации изменений 72

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Наименование объекта – «Строительство производства этилбензола мощностью 350 тыс. тонн в год и производства стирола мощностью 400 тыс. тонн в год», «Строительство производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год и Строительство общезаводского хозяйства для производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год и производства этилбензола мощностью 350 тыс. тонн в год и производства стирола мощностью 400 тыс. тонн в год».

Основанием для проектирования является:

– инвестиционная программа ПАО «Нижнекамскнефтехим»;

– договор № 4700112928/0001.2024/НКНХ на выполнение проектно-изыскательских работ от 15.05.2024г.;

– техническое задание на проектирование объекта «Строительство производства этилбензола мощностью 350 тыс. тонн в год и производства стирола мощностью 400 тыс. тонн в год», «Строительство производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год и Строительство общезаводского хозяйства для производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год и производства этилбензола мощностью 350 тыс. тонн в год и производства стирола мощностью 400 тыс. тонн в год», утвержденное Руководителем группы проектов ПАО «Нижнекамскнефтехим» Раковым С.Г.

Техническое задание представлено в документе NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ПЗ, том 1.2, инв. № 00053941.

Наименование организации Заказчика – публичное акционерное общество «Нижнекамскнефтехим».

Место строительства – РФ, Республика Татарстан, Нижнекамский район, г. Нижнекамск, территория ПАО «Нижнекамскнефтехим».

Вид строительства – новое строительство.

Подача топливного газа на проектируемый объект предусматривается от существующей сети топливного газа. Точка подключения, параметры топливного газа и лимиты на топливный газ определены согласно техническим условиям на подключение к существующим трубопроводам, также представленным в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ПЗ, том 1.2, инв. № 00053941.

Потребителями топливного газа на проекте являются:

– секция 300 Синтез стирола-мономера (СМ) производства этилбензола мощностью 350 тыс. тонн в год и производства стирола мощностью 400 тыс. тонн в год (далее ЭБ/СМ);

– узел нагрева МТН (титул 3107) производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год (далее ПС-250);

– факельное хозяйство. Площадка факельных сепараторов (титул 2305).

Технические решения по проектированию системы газоснабжения для Секции 300 Синтез стирола-мономера (СМ) производства ЭБ/СМ подробно рассматриваются в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.2, том 5.6.2, инв. № 00054584.

Толуол, бензол и полистирол получаемый на производстве ЭБ/СМ в основном предусматриваются на экспорт и частично используются в качестве исходного сырья на производстве ПС-250.

Конечным продуктом на производстве ПС-250 являются продукты полистирола общего назначения GPPS и ударопрочного полистирола HIPS. На производстве ПС-250 производится до 250 тысяч тонн полистирола в год.

Также на площадке производства ПС-250 обеспечивается упаковка и отгрузка конечных продуктов (гранулы полистирола) потребителям. Режим работы производства ПС-250 составляет 8000 часов в год.

Для обеспечения производства сырьем, хранения промежуточных и товарных продуктов предусмотрены товарно-сырьевой парк ЛВЖ и ГЖ, товарно-сырьевой парк ЛВЖ.

Для утилизации аварийных сбросов производств предусмотрено факельное хозяйство (титулы 2304, 2305). Режим работы установки – непрерывный, круглогодичный, 8760 часов в год. Межремонтный период принят один раз в четыре года.

Факельная система состоит из двух факелов высокого давления и одного факела низкого давления и предусматривается для сжигания различных сбросов при пуске, останове и аварийных ситуациях на технологическом производстве.

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

В соответствии с техническим заданием на проектирование трубопроводы газоснабжения от точек подключения в соответствии с техническими условиями на присоединение к технологическим установкам проектируются согласно СП 62.13330.2011. Трубопроводы газоснабжения в границах технологического производства проектируются в соответствии НД на технологические трубопроводы. Описание газопроводов, проложенных в границах технологического производства, выполнено в разделе «Технологические решения» в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ТЕХНИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ, СВЕДЕНИЯ О ПАРАМЕТРАХ ТОПЛИВА, ТРЕБОВАНИЯХ К НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВУ ПОСТАВЛЯЕМОГО ТОПЛИВА

2.1 Характеристика источника газоснабжения, сведения о параметрах топлива, требованиях к надежности и качеству поставляемого топлива

Источником газоснабжения потребителей проектируемого технологического объекта являются существующие сети ПАО «Нижнекамскнефтехим». Топливом является топливный газ по ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения». Подключение выполнено согласно Техническим условиям, которые приведены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ПЗ, том 1.2, инв. № 00053941.

От точки подключения к существующему газопроводу до узла подготовки топливного газа (УПТГ), территориально расположенном в товарно-сырьевом парке ЛВЖ и ГЖ с насосной (титул 1401), предусматривается строительство трубопроводов топливного газа в надземном исполнении по межцеховым эстакадам (титул 2610, 2601).

После узла подготовки топливного газа очищенный и нагретый до рабочей температуры газ подается потребителям. Проектирование трубопроводов топливного газа к потребителям также предусматривается в надземном исполнении по межцеховым эстакадам проектируемого объекта.

Параметры и характеристика топливного газа приведены в таблицах 2.1, 2.2, а также в приложении Б.

Таблица 2.1 - Параметры топливного газа в точке подключения

Наименование потока	Топливный газ НД
Рабочая температура, °С	от минус 47 до плюс 40
Рабочее давление, МПа	0,3…0,6
Расчетная температура, °С	плюс 65
Расчетное давление, МПа	0,66

Таблица 2.2 - Характеристика топливного газа

Компонент	Значение	Единицы измерения
Компонентный состав, молярная доля:		
метан	96,12	%
этан	2,12	
пропан	0,63	
изо-бутан	0,091	
норм-бутан	0,088	

Компонент	Значение	Единицы измерения
нео-пентан	0,001	
изо-пентан	0,0147	
норм-пентан	0,0103	
гексаны + высш. углеводороды	0,0090	
гелий	0,0120	
водород	0,0013	
кислород	0,0061	
азот	0,72	
диоксид углерода	0,181	
Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	34,18	МДж/м^3
	8163	ккал/м^3
Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях	49,78	МДж/м^3
	11889	ккал/м^3
Плотность при стандартных условиях	0,6977	кг/м^3
Массовая концентрация сероводорода	< 0,0010	г/м^3
Массовая концентрация меркаптановой серы	0,016	г/м^3
Массовая концентрация механических примесей	< 0,001	г/м^3
Температура газа в точке отбора пробы	минус 5,6	°С
Интенсивность запаха газа при объемной доле 1 % в воздухе	3	балл
Массовая концентрация сероводорода	< 0,0010	г/м^3

2.2 Конструктивные решения

Трубопровод топливного газа DN 150 от точки подключения к существующей сети завода до вводной арматуры узла подготовки топливного газа (далее УПТГ), размещаемого на территории промежуточного парка ЛВЖ и ГЖ и трубопроводы от УПТГ до арматуры на узлах вводов в наружные технологические установки проектируется как трубопроводы системы газоснабжения.

Проектирование трубопроводов газоснабжения предусматривается с учетом требований:

– СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002»;

– СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб»;

– NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ОБ ОПО Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Строительство производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год и Строительство общезаводского хозяйства для производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год и производства этилбензола мощностью 350 тыс. тонн в год и производства стирола мощностью 400 тыс. тонн в год» (ОБ ОПО).

Трубопроводы топливного газа от арматуры на узлах вводов в границах наружных установок объектов ОЗХ и производства ПС-250 проектируются в соответствии с требованиями НД на технологические трубопроводы.

Конструктивные решения по проектированию технологических трубопроводов приведены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.1, том 6.1.1, инв. № 00053421 и в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ2.1, том 6.2.1, инв. № 00053423.

Проектирование трубопроводов топливного газа предусматривается в первом этапе строительства в рамках титулов:

– 2601 Межцеховые комбинированные эстакады за границами установок;

– 2610 Межцеховые комбинированные эстакады.

Трубопроводы после подключения к существующей сети завода являются трубопроводами высокого давления II категории согласно СП 62.13330.2011.

Протяженность газопроводов, запроектированных по СП 62.13330.2011, составляет ориентировочно:

– трубопровод топливного газа DN 150 от точки врезки в существующий газопровод до УПТГ (титул 1401) – 1533 м;

– трубопровод DN 150 топливного газа от УПТГ до вводной задвижки на факельное хозяйство (титул 2305) – 115 м,

– трубопровод DN 80 топливного газа от УПТГ до вводной задвижки на факельное хозяйство (титул 2305) – 740 м;

– трубопровод топливного газа DN 150 от коллектора DN 150 до границы установки производства ЭБ/СМ – 17 м;

– трубопровод топливного газа DN 80 от коллектора DN 150 до вводной задвижки производства ПС-250 – 15 м.

Конструктивные решения по проектированию трубопровода газоснабжения от границы производства ЭБ-300/СМ-400 до вводной задвижки трубопровода секции 300 Синтез СМ, проектируемого в соответствие с СП 62.13330.2012, подробно рассматривается в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.2, том 5.6.2, инв. № 00054584.

Трубопроводы топливного газа прокладываются по межцеховым эстакадам совместно с технологическими и вспомогательными трубопроводами, а также кабельными сетями.

Расстояния между надземными газопроводами и трубопроводами инженерных коммуникаций при их совместной прокладке приняты с учетом требования п. 5.17 СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб», исходя из условий монтажа, осмотра и возможности ремонта.

Высота прокладки надземных газопроводов принята в соответствии с требованиями СП 18.13330.2019 Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий). СНиП II-89-80* (с Изменениями N 1, 2). Высота от уровня земли до низа труб или поверхности изоляции, прокладываемых на высоких опорах, принята:

– в непроезжей части площадки (территории), в местах прохода людей – 2,2 м;

– в местах пересечения с автодорогами (от верха покрытия проезжей части) – 5 м;

– в соответствии с ГОСТ 9238-2022 – в местах пересечения с внутренними железнодорожными подъездными путями и путями общей сети (от уровня верха головки рельса) – 5,5 м.

Трассы газопроводов обеспечивают минимальную протяженность, максимальное использование самокомпенсации воздействия сил от температурного расширения за счет поворотов этих трасс и, в то же время, с учетом максимально-возможного сокращения количества поворотов с целью уменьшения местных сопротивлений. При необходимости на трубопроводах выполняются П-образные компенсаторы.

Монтаж трубопроводов выполняется, как правило, на скользящих опорах. Неподвижные опоры предусматриваются на участках эстакады с П-образными компенсаторами и на участках прокладки трубопроводов, предполагающих их самокомпенсацию.

Расчет газопровода на прочность выполнен в соответствии с требованиями СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб».

Материал труб, материал арматуры и соединительных деталей выбран с учетом давления газа, расчетной температуры наружного воздуха в районе строительства и температуры стенки трубы при эксплуатации, грунтовых и природных условий, наличия вибрационных нагрузок и т.д.

За минимальную расчетную температуру принята абсолютная минимальная температура окружающего воздуха для района строительства – минус 47 ºС.

Материал труб и деталей трубопроводов обладает технологической свариваемостью. Соотношение предела текучести к пределу прочности - не более 0,75, относительное удлинение металла при разрыве на пятикратных образцах - не менее 16 %, а ударная вязкость не ниже KCU=30 Дж/см^2 (3,0 (кгс·м)/см^2) при минимальной температуре эксплуатации.

Проектом предусмотрено применение трубопроводов, проектируемых по стандартам ASME из материалов по стандарту ASME при условии выполнения установленных требований в области промышленной безопасности НД РФ (п. 1.6.4 ОБ ОПО).

В проекте предусматриваются трубопроводы:

– от DN 15 до 600 бесшовные по ASME B36.10-2022 «Сварные и бесшовные стальные трубопроводы» из углеродистой низкотемпературной и хромомолибденовой стали.

Трубы для системы газоснабжения должны быть испытаны давлением гидроиспытаний на заводе-изготовителе или иметь запись в сертификате о гарантии, что трубы выдержат гидравлическое давление, величина которого соответствует требованиям стандартов трубы или технических условий на трубы.

Для труб и деталей трубопроводов в проекте предусматривается материал ASTM A333 Gr. 6 «Стандартная спецификация для бесшовных и сварных стальных труб, предназначенных для эксплуатации при низких температурах и других применений с требованием на ударную вязкость» (российский аналог – 09Г2С ГОСТ 19281-2014 «Прокат повышенной прочности. Общие технические условия»).

Допускается применение труб по другим техническим условиям и стандартам при условии соответствия технических характеристик материалов и изделий, не ниже указанных в проекте.

Материал деталей трубопроводов соответствует материалу соединяемых труб.

В проекте применяются фитинги по ASME B 16.9-2018 «Промышленные кованые сваренные встык фитинги».

Расчет толщины стенок труб и деталей трубопровода, обеспечивает значения не ниже значений, рассчитанных по СП 42-102-2004, из условия применения при расчетах характеристик материалов, принятых по стандартам ASME.

Толщины стенок проектируемых трубопроводов выбраны с учетом химических свойств и технологических параметров транспортируемой среды, по результатам расчетов на прочность, а также с учетом обеспечения срока эксплуатации трубопроводов не менее 25 лет.

Для стальных надземных газопроводов приняты трубы и соединительные детали с толщинами стенок не менее 2 мм, согласно СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002».

Таблицы расчета толщины стенок трубопроводов представлены в приложении А.

В данном проекте применяются фланцы по ASME B 16.5-2020 «Фланцы труб и фланцевые фитинги для труб условным диаметром от 1/2 до 24 дюймов».

Применяются фланцевые соединения с гладкой уплотнительной поверхностью с соединительным выступом (RF) по ASME B 16.5-2020 со спирально навитыми прокладками (СНП) с внутренним и наружным ограничительными кольцами по ASME B16.20-2023 (п. 1.6.5 ОБ ОПО).

Арматура, выполненная из низколегированной, стали, имеет ударную вязкость металла не ниже KCV = 20 Дж/см^2 (2,0 (кгс·м)/см^2) при наименьшей возможной температуре корпуса арматуры.

На газопроводах предусматривается запорная арматура из низколегированной стали с герметичностью затвора не ниже класса А по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов».

Конструкция арматуры обеспечивает стойкость к транспортируемой среде и испытательному давлению.

Арматура комплектуется эксплуатационной документацией, в том числе паспортом, техническим описанием и руководством по эксплуатации.

Разрешительные документы соответствуют требованиями Технического Регламента Таможенного Союза:

– ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»;

– ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

Качество и техническая характеристика материалов, применяемых для изготовления трубопроводов, подтверждены паспортами или сертификатами заводов-изготовителей и в обязательном порядке сертифицированы соответствующими надзорными органами Российской Федерации.

В соответствии с СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002» стыковые соединения надземных газопроводов давлением свыше 0,005 МПа подлежат контролю неразрушающими методами в объеме 5 % (но не менее одного стыка) от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком.

Контроль стыков стальных трубопроводов проводят радиографическим и ультразвуковым методом. Ультразвуковой метод контроля сварных стыков стальных газопроводов применяется при условии проведения выборочной проверки не менее 10 % стыков радиографическим методом.

Сварные соединения труб в газопроводах по своим физико-механическим свойствам и герметичности соответствуют основному материалу свариваемых труб.

Сварные соединения выполнены герметичными.

Размещение сварных соединений в стенах, перекрытиях и в других конструкциях зданий и сооружений не допускается.

После окончания монтажных и сварочных работ на монтажной площадке, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после

установки и закрепления всех опор, подвесок газопроводы подвергаются визуальному осмотру и очистке, испытанию на герметичность и прочность сжатым воздухом.

Перед испытанием на герметичность и прочность внутренняя полость газопровода должна быть очищена в соответствии с проектом производства работ. Очистку полости внутренних газопроводов и газопроводов ПРГ следует проводить продувкой воздухом перед их монтажом.

Очистка полости труб и испытание законченного строительством наружного газопровода осуществляется в соответствии с проектом производства работ (ППР).

Протяженность участка продуваемого газопровода определяется ППР.

В соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002», стальные надземные газопроводы при рабочем давлении свыше 0,3 до 0,6 МПа испытываются давлением 0,75 МПа в течение 1 часа.

Допускается испытание газопроводов на прочность и герметичность проводить комплексно по приведенной методике п.10.5.9а СП 62.13330.2011.

Испытательное давление на герметичность должно быть равно максимальному рабочему давлению.

Испытание газопроводов на прочность проводят подачей в газопровод сжатого воздуха и созданием в газопроводе испытательного давления. Испытательное давление на прочность для газопроводов рабочим давлением от 0,3 до 1,2 МПа определяется по формуле:

$$P_{исп.п.}=P_{раб}\cdot 1,5, \quad (1)$$

где $P_{исп.п}$ - испытательное давление на прочность, МПа;

$P_{раб}$ - максимальное проектное рабочее давление в газопроводе, МПа.

Испытательное давление на прочность для газопроводов рабочим давлением от 0,3 до 1,2 МПа не должно превышать 1,5 МПа.

Для трубопроводов, проложенных надземно, выполняются мероприятия по защите от наружной коррозии.

Защита наружной поверхности трубопроводов от коррозии обеспечивает бесперебойную и безаварийную работу трубопровода на протяжении всего срока эксплуатации. Для максимального увеличения срока службы трубопроводов, для их безаварийной и долговечной работы используется система покрытий наружных поверхностей.

При выборе типа наружного покрытия трубопроводов учитывался вид материала трубопровода, рабочая температура транспортируемой среды, возможность использования материала покрытия в условиях окружающей среды, в частности, при минимальной температуре воздуха.

Для назначения защиты от внешней коррозии определяется коррозионная агрессивность внешней среды (атмосферы).

По величине скорости коррозии в соответствие с ГОСТ 9.107-2023 «Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Коррозионная агрессивность

атмосферы. Основные положения (Издание с Поправкой)» категория коррозионной агрессивности атмосферы С4.

Выбор систем родового типа и толщины сухих защитных покрытий от атмосферной коррозии при температуре эксплуатации ≤ 120 °С осуществляется на основании ISO 12944-5:2019 (Лакокрасочные материалы. Антикоррозионная защита металлоконструкций при помощи систем защитных покрытий. Раздел 5: Системы защитных покрытий). Условный ресурс покрытий более 15 лет (Н).

С целью быстрого определения содержимого трубопроводов и облегчения управления производственными процессами, а также обеспечения безопасности труда, для всех трубопроводов предусматривается опознавательная окраска. Опознавательная окраска трубопроводов выполняется сплошной по всей поверхности или отдельными участками. При нанесении опознавательной окраски на трубопроводы участками, цветные кольца наносятся через каждые 10 м внутри производственных помещений и на наружных установках. Длина таких участков опознавательной окраски зависит от диаметра трубы (с учетом изоляции).

Газопроводы предусматриваются с опознавательной окраской желтого цвета с указанием направления движения потока газа и предупреждающих колец.

Ширина предупреждающих колец и расстояние между ними принимаются в зависимости от наружного диаметра трубопроводов в соответствии с ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

3 СВЕДЕНИЯ О ТИПЕ И КОЛИЧЕСТВЕ УСТАНОВОК, ПОТРЕБЛЯЮЩИХ ТОПЛИВО, ПАРАМЕТРАХ И РЕЖИМАХ ИХ РАБОТЫ - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Потребителями топливного газа на проектируемом объекте производственного назначения являются:

– пароперегреватель (ВА-301) синтеза СМ производства ЭБ/СМ;

– факельное хозяйство (включая открытую факельную установку с двумя факелами ВД и одним факелом НД и систему факельных сепараторов);

– печи нагрева масляного теплоносителя (HF-6401/HF-7401) производства ПС-250.

Описание системы газоснабжения пароперегревателя (ВА-301) синтеза СМ подробно рассматривается в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.2, том 5.6.2, инв. № 00054584 и в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ2.1, том 6.2.1, инв. № 00053423.

Оборудование факельного хозяйства (коллектора продувки, факельная установка) расположено в титулах 2304, 2305.

Печи нагрева масляного теплоносителя (HF-6401/HF-7401) расположены в титуле 3107.

На объекте предусматривается следующие режимы потребления:

– 8000 часов в год производством ПС-250;

– 8760 часов в год на Факельной установке.

Расчетные часовые расходы топливного газа приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Расчетные расходы топливного газа

Номер позиции	Наименование установки	Наименование потребителей	Часовой расход топлива, нм^3/ч		
			Нормальный	Максимальный продолжительный	Максимальный периодический
3107	Узел нагрева МТН	Печи нагрева масляного теплоносителя HF-6401/HF-7401	1070	1200	1200
2304	Факельное хозяйство. Факельная установка	2304-SF-1101/ 2304-SF-1102/ 2304-SF-1103 (Факельное хозяйство)	32	32	1000
		Продувка факельного коллектора ВД	110	155	-
ИТОГО			1212	1387	2200

Общее часовое потребление топливного газа на производстве полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год составит в пусковом режиме 1200 нм^3/ч, в нормальном режиме работы 1070 нм^3/ч.

Общее часовое потребление топливного газа на факельной установке в режиме аварийного сброса составит 1000 нм^3/ч, в нормальном режиме работы 32 нм^3/ч.

Годовое потребление топливного газа производством ПС-250 составляет 8560,0 тыс. нм^3/год, ОЗХ – 1243,92 тыс. нм^3/год.

3.1 Печи нагрева масляного теплоносителя HF-6401, HF-7401

В печах нагрева масляного теплоносителя (HF-6401, HF-7401) топливный газ используется в качестве топлива для пилотных и основных горелок.

Для нагревания термического масла в зону горения печи подается топливный газ и подогретый воздух. Газовоздушная смесь поступает в подовую горелку печи радиантной камеры. Продукты сгорания из радиантной камеры поступают в воздухоподогреватель, а после по дымовой трубе сбрасываются в атмосферу. Расход топливного газа на нужды печей в пусковом режиме составляет 1200 нм^3/ч, в нормальном режиме работы составляет 1070 нм^3/ч.

Каждая печь нагрева масляного теплоносителя оснащена одной основной и одной пилотной горелкой, расположенными в полу. Давление газа перед основной горелкой 130 кПа. Давление газа перед пилотной горелкой 50 кПа. Основная горелка по типу относятся к дутьевым горелкам с принудительной подачей воздуха. Пилотная горелка постоянного действия, со стационарным электрическим устройством розжига. Горелки оснащены УФ-сигнализаторами погасания пламени. Расчетная мощность основной горелки составляет 5,1 МВт, пилотной горелки 0,022 МВт.

Горелки входят в комплектную поставку печей нагрева масла. На момент поставки должно быть подтверждено соответствие горелок требованиям ТР ТС 010/2011 (кроме блочных), для газовых и комбинированных блочных горелок должно быть подтверждено соответствие требованиям ТР ТС 016/2011.

Поставщик печей нагрева масляного теплоносителя уточняет марку, необходимое количество горелок, расположение горелок, мощность, тип, давление топливного газа перед горелками для обеспечения непрерывной работы печей (обеспечение устойчивости к ложным остановам).

Описание, технологические схемы и схемы автоматизации печей представлены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.1, том 6.1.1, инв. № 00053421 и в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.2, том 6.1.2, инв. № 00053422.

3.2 Факельное хозяйство. Факельная установка

В данном проекте предусматривается факельная система, рассчитанная на аварийные сбросы от производства ЭБ/СМ и ПС-250.

Факельная система состоит из факелов высокого давления 2304-SF-1101, 2304-SF-1102 и низкого давления 2304-SF-1103. Каждый факел оснащается оголовком, факельным стволом, пилотной горелкой.

С целью недопущения попадания конденсата из факельного коллектора в факельную установку предусмотрены факельные сепараторы 2305-FA-1101, 2305-FA-1102, 2305-FA-1103.

Топливный газ используется в качестве продувочного газа для системы факельных коллекторов и топлива для дежурных горелок открытой факельной установки.

Расход газа на продувку факельного коллектора составляет от 110 до 155 нм^3/ч. Расход газа на горелки факельной установки составляет от 32 до 1000 нм^3/ч.

Описание, технологические схемы и схемы автоматизации факельного хозяйства представлены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.1, том 6.1.1, инв. № 00053421 и в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.2, том 6.1.2, инв. № 00053422.

4 РАСЧЕТНЫЕ (ПРОЕКТНЫЕ) ДАННЫЕ О ПОТРЕБНОСТИ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА В ГАЗЕ - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НЕПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Для объектов непроизводственного назначения газоснабжение не предусмотрено.

5 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УЧЕТА И КОНТРОЛЯ РАСХОДА ГАЗА И ПРОДУКЦИИ, ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗА, В ТОМ ЧИСЛЕ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Для общего учета и контроля расхода топливного газа потребителями проектируемого объекта предусматривается узел технического учета, расположенный на трубопроводе топливного газа в границах титула 1401 (Товарно-сырьевой парк ЛВЖ и ГЖ с насосной).

Также учет и контроль топливного газа предусматривается у потребителей на трубопроводах газоснабжения в границах соответствующих титулов 3107, 2305.

Узлы учета топливного газа приведены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.2, том 6.1.2, инв. № 00053422.

6 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

6.1 Описание объема автоматизации

6.1.1 Общие сведения

В пределах производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год предусматривается регулирование расхода топливного газа на пилотные и основные горелки печей нагрева масляного теплоносителя HF-6401, HF-7401.

На установке факельного хозяйства регулирования расхода топливного газа осуществляется:

- на пилотных горелках факельной установки;
- на основных горелках факела.

6.1.2 Факельное хозяйство. Продувка факельных коллекторов

При погасании пламени пилотной горелки предусматривается попытка повторного автоматического розжига пилотной горелки.

Топливный газ на продувку факельных коллекторов поступает из сети завода через регулятор расхода. На входящем трубопроводе топливного газа на установку предусмотрены: замер давления по месту, оперативный замер расхода в систему управления с суммацией за сутки, месяц, год.

Регулирование расхода топливного газа предусматривается по показаниям расходомера. Расход технологического газа рассчитывается согласно «Руководству по безопасности факельных систем», утвержденному приказом Ростехнадзора от 26 декабря 2012 г. № 779.

Также предусматривается предупредительная сигнализация при уменьшении расхода технологического газа сверх установленных значений.

При уменьшении расхода топливного газа ниже критического проектом предусматривается подача азота низкого давления для продувки факельного коллектора.

На факельной установке предусматривается предупредительная сигнализация на местном щите управления и в операторной при:

- погасании пламени любой пилотной горелки;
- понижении или повышении давления топливного газа.

6.1.3 Печи нагрева масляного теплоносителя

На печах HF-6401 и HF-7401 осуществляется автоматическое регулирование следующих параметров:

- температуры продукта на выходе из печи подачей топливного газа к горелкам;
- давления топливного газа перед основной горелкой;

– давления дымовых газов на выходе из камеры сгорания изменением положения шибера;

– расхода воздуха по содержанию кислорода в дымовых газах;

– температуры воздуха, поступающего на горение.

В целях обеспечения безопасности проведения технологических процессов предусмотрена предупредительная и предаварийная сигнализация. Предупредительные и предаварийные сигналы вынесены на автоматизированное рабочее место оператора технологических установок.

Предусматривается предупредительная сигнализация при:

– повышении температуры продукта на входе и выходе змеевика;

– отклонении давления продукта на входе и выходе змеевика;

– падении разрежения дымовых газов на выходе из камеры сгорания;

– отклонении содержания кислорода и оксида углерода в дымовых газах;

– повышении температуры дымовых газов;

– отклонении расхода топливного газа;

– отклонении давления топливного газа для основной и пилотной горелки;

– отклонении температуры и давления воздуха на горение;

– отсутствии пламени на пилотной и основной горелках;

– срабатывании датчиков ДВК при концентрации горючих веществ 20 % НКПР;

– понижении давления воздуха КИП.

Предусматривается предаварийная сигнализация и останов пароперегревателя (отсечка топливного газа с указанием причины остановки) при:

– понижении разряжения в топке;

– повышении температуры на выходе из камеры радиации;

– понижении или повышении давления топливного газа перед основной и пилотной горелками;

– понижении давления воздуха КИП;

– исчезновении электропитания ИСУБ;

– срабатывании датчиков ДВК при концентрации горючих веществ 50 % НКПР вокруг печей нагрева масляного теплоносителя;

– погасании пламени пилотной горелки;

– погасании пламени основной горелки;

– повышении температуры продукта на выходе из змеевика;

– понижении давления продукта на выходе из змеевика;

– понижении содержания кислорода в дымовых газах;

– понижении или повышении давления воздуха на горение перед горелкой.

При срабатывании прибора погасания пламени пилотной горелки предусмотрено автоматическое срабатывание устройства автоматического розжига. При

невозможности розжига погасшей горелки в течение 3 секунд, предусмотрена отсечка топливного газа к пилотной и основной горелке.

При срабатывании прибора погасания пламени основной горелки предусмотрена отсечка топливного газа к основной горелке. Перезапуск HF-6401 и HF-7401 выполняется по решению оператора.

Для контроля за уровнем загазованности предусмотрена установка датчиков контроля довзрывных концентраций. Датчики установлены снаружи по периметру печей нагрева масляного теплоносителя.

При сигнале 20 % НКПР от датчиков: аварийная светозвуковая сигнализация в ПУ, по месту, в ГСС.

При сигнале 50 % НКПР от датчиков:

- аварийная светозвуковая сигнализация в ПУ, по месту, в ГСС;
- отсечка топливного газа и сжигаемых газовых продуктов;
- подача пара на паровую завесу;
- перекрытие шибера на дымовой трубе.

Все параметры, контролирующие работу печей нагрева масляного теплоносителя, регистрируются и сохраняются в базе данных ИСУБ.

6.2 Объекты автоматизации

Объектами автоматизации производства ПС и объектов ОЗХ на площадке ПАО «Нижнекамскнефтехим» в г. Нижнекамск в части газоснабжения являются:

- трубопроводы топливного газа на межцеховых комбинированных эстакадах (титулы 2601, 2610);
- печи нагрева масляного теплоносителя HF-6401, HF-7401 в узле нагрева МТН (титул 3107);
- факельное хозяйство. Факельная установка (титул 2304);
- факельное хозяйство. Площадка факельных сепараторов (титул 2305);
- узлы оперативного учета (УОУ) топливного газа в титулах 1401, 2305, 3107.

Описание объема автоматизации приведено в разделах 3, 5, подразделе 6.1 данного тома, а также в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.1, том 6.1.1, инв. № 00053421.

Технологическое оборудование объектов автоматизации размещено на открытых площадках и в производственных зданиях. Объекты управления непрерывно действующие, с обращающимися взрывопожароопасными средами IIAT2, IIBT2, IICT3 по ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017), IIIB по ГОСТ 31610.10-2-2017 / IEC 60079-10-2:2015 и поднадзорны Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору России (Ростехнадзору) на основании Федерального закона №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Объем автоматизации управляемых объектов представлен на технологических схемах и схемах автоматизации в данном томе, а также в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.2, том 6.1.2, инв. № 00053422.

6.3 Уровень автоматизации

Для автоматизации технологических объектов производства ПС и объектов ОЗХ предусмотрено создание интегрированной системы управления и безопасности (ИСУБ), основанной на цифровой электронной технологии. Проектом предусмотрено построение ИСУБ ПС и ОЗХ на базе микропроцессорной техники, объединённой в единый комплекс программно-технических средств (ПТС), обеспеченных сертификатами / декларациями соответствия требованиям Технических регламентов Таможенного Союза. ИСУБ соответствует требованиям Федерального закона №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» в части метрологического обеспечения: утверждение типа средств измерений измерительных каналов ИСУБ подтверждено включением сведений об утвержденном типе средств измерений в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Учитывая высокий уровень риска при управлении технологическими объектами, имеющими в своем составе блоки первой и второй категории взрывоопасности согласно «Общим правилам взрывобезопасности взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», ИСУБ ПС и ОЗХ состоит из:

– распределенной системы управления (далее РСУ – распределенная по функциям и территориально система управления), осуществляющей оперативный контроль и управление технологическими объектами;

– системы противоаварийной автоматической защиты (далее ПАЗ) повышенного, заранее определенного уровня надежности. Система ПАЗ предупреждает возникновение аварийных ситуаций при недопустимом отклонении значений параметров, определяющих взрывоопасность процесса, а также при аварийном снижении давления воздуха КИП, потере электроснабжения, при загазованности воздушной среды производственных зон и обеспечивает безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние по заданной программе;

– системы контроля загазованности (СКЗ), предназначенной для контроля загазованности воздушной среды в пределах контролируемой зоны, сигнализации и оповещения о нештатной ситуации;

– автоматизированной системы пожарной сигнализации и пожаротушения (АСПСиПТ);

– локальных систем автоматизированного управления (ЛСАУ) интегрированных в РСУ, комплектно-поставляемых с блочным оборудованием (включая системы узлов коммерческого учета);

– системы управления активами предприятия (IAMS), обеспечивающей централизованный (из помещения инженерных станций) контроль и обслуживание интеллектуально полевого оборудования посредством подключений по протоколу HART;

– системы усовершенствованного управления технологическими процессами (СУУТП).

ИСУБ ПС и ОЗХ взаимодействует со следующими системами, не входящими в её состав:

– стационарной системой мониторинга динамического оборудования (ССМД);

– компьютерного тренажерного комплекса;

– автоматизированной системой управления электроснабжением (АСУЭ);

– автоматизированной системой оперативного диспетчерского управления (АСОДУ).

Система ПАЗ выполняет следующие функции:

– автоматическое обнаружение потенциально опасных изменений состояния технологического объекта или системы его автоматизации;

– автоматическое измерение технологических переменных, важных для безопасного ведения технологического процесса (например, измерение переменных, значения которых характеризуют близость объекта к границам режима безопасного ведения процесса);

– автоматическая (в режиме online) диагностика отказов, возникающих в системе ПАЗ и (или) в используемых ею средствах технического и программного обеспечения;

– автоматическая предаварийная сигнализация, информирующая оператора технологического процесса о потенциально опасных изменениях, произошедших в объекте или в системе ПАЗ;

– обеспечение безопасной остановки или перевод взрывоопасного технологического процесса в безопасное состояние по заданной программе при превышении предельно допустимых значений параметров процесса;

– автоматическая защита от несанкционированного доступа к параметрам настройки и (или) выбора режима работы системы ПАЗ;

– автоматическое определение первопричины и последовательности срабатывания системы ПАЗ.

В случае отключения электроэнергии или прекращения подачи сжатого воздуха для питания системы контроля и управления система ПАЗ обеспечивает перевод технологического объекта в безопасное состояние. Возможность случайных (незапрограммированных) переключений в этих системах при восстановлении питания исключена. Возврат технологического объекта в рабочее состояние после срабатывания системы ПАЗ выполняется обслуживающим персоналом по инструкции.

Исполнительные механизмы системы ПАЗ имеют указатели крайних положений непосредственно на этих механизмах. Сигналы указания крайних положений исполнительных механизмов системы ПАЗ подаются на контроллер системы ПАЗ.

Для параметров, определяющих взрывоопасность технологических блоков, предусмотрена предупредительная и предаварийная сигнализация на АРМ оператора.

ИСУБ представляет собой открытую, иерархическую, децентрализованную, многофункциональную, информационно-измерительную и управляющую систему промышленного уровня с использованием стандартных протоколов межуровневого обмена, способных к расширению и интеграции с другими системами.

Проектируемая ИСУБ обеспечит единое окно в процесс: информация от объектов управления и информация от систем безопасности будет выводиться в операторную на мониторы автоматизированных рабочих мест (АРМ) операторов технологических установок.

Диалоговый контроль и управление технологическим процессом/операцией осуществляется в режимах:

– ручном – по месту и дистанционно с АРМ операторов технологических установок при наладке и пуске процесса;

– автоматизированном – при регламентной эксплуатации процесса и оборудования, при этом функционирование процесса будет обеспечиваться без постоянного присутствия персонала в зоне оборудования, с сохранением необходимых скорости, точности и качества контроля и регулирования параметров, обеспечением безопасных условий труда для персонала, целостности оборудования и безопасности окружающей среды;

– автоматическом – отдельных контуров регулирования параметров, программно-логического управления оборудованием и систем безопасности.

Подробные технические решения по ИСУБ представлены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.5, том 6.1.5, инв. № 00053429.

6.4 Централизация управления

Контроль и управление проектируемыми объектами предусматривается из помещений операторных существующих зданий:

– операторная (титул 617/1) – для титула 1405;

– операторная производства полипропилена (титул 005) – для всех остальных титулов производства ПС и объектов ОЗХ.

В здании операторной круглосуточно присутствует обслуживающий персонал, обеспечивающий регламентное функционирование объектов, используя оборудование операторского интерфейса – АРМ операторов технологических установок.

В помещении операторной титула 005 предусмотрено размещение двух пультов аварийного отключения вращающегося оборудования (ПАО). ПАО 1 предназначен для отключения оборудования производства ЭБСМ и объектов ОЗХ (кроме титула 1405), ПАО 2 предназначен для отключения оборудования производства ПС. В помещении операторной титула 617/1 предусмотрено размещение пульта аварийного отключения вращающегося оборудования ПАО 3. ПАО 3 предназначен для отключения оборудования титула 1405.

Неоперативное оборудование ПТК ИСУБ производства ПС и объектов ОЗХ размещено в необслуживаемых помещениях аппаратных без постоянного присутствия персонала в зданиях:

– аппаратная (титул 2201) – для сигналов от титулов 3101, 3102, 3103, 3104, 3105, 3106, 3107, 3108, 3109, 3110, 1401, 2304, 2305, 2311, 2818;

– склад готовой продукции (титул 3404) – для сигналов от титулов 1402, 1702, 1703, 3404;

– аппаратная (титул 626/2, существующее) – для сигналов от титула 1405.

АРМ оператора весовой размещается в блок-боксе автовесовой, поставляемом комплектно с автовесами, титул 2701. Вынос информации от автомобильных весов на АРМ оператора технологических установок не предусмотрен.

Расстановка оборудования ИСУБ ПС и ОЗХ приведена в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.5, том 6.1.5, инв. № 00053429.

6.5 Условия эксплуатации средств автоматизации

Полевые средства автоматизации, размещаемые на технологическом оборудовании и трубопроводах, находятся на открытом воздухе и в производственных помещениях, а оборудование ИСУБ – в отапливаемых помещениях.

Полевые средства автоматизации и оборудование ИСУБ устойчиво функционируют при следующих условиях:

– для наружных установок:

1) температурный диапазон – от минус 47 до плюс 40 °С в соответствии с СП 131.13330.2020 (для города Елабуга);

2) взрывоопасность – зона В-1г по ПУЭ, зоны классов 1, 2 по ГОСТ 31610.10-1-2022 (IEC 60079 10-1:2020); зоны классов 20 (внутри оборудования), 22 по ГОСТ 31610.10-2-2017 / IEC 60079-10-2:2015;

3) для взрывоопасных зон по газу: категория взрывоопасности и температурный класс газов и паров – IIAT2, IIBT2, IICT3 по ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017);

4) для взрывоопасных зон по пыли:

– пылевая подгруппа IIIB по ГОСТ 31610.10-2-2017 / IEC 60079-10-2:2015;

– температура самовоспламенения слоя пыли: 488 °С (по ГОСТ 12.1.041-83);

– температура самовоспламенения облака пыли: 444 °С (по аэровзвеси по справочнику А.Я. Корольченко, Д.А. Корольченко «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения»);

– для помещений категории «А» производственных зданий (титул 3108):

1) температурный диапазон – от плюс 10 до плюс 29 °С;

2) взрывоопасность – зона В-1а по ПУЭ, зона класса 2 по ГОСТ 31610.10-1-2022 (IEC 60079 10-1:2020);

3) категория взрывоопасности и температурный класс газов и паров – IIAT2 по ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017);

– для помещения с постоянным присутствием персонала блок-бокса автовесовой (титул 2701):

1) температурный диапазон – от плюс 22 до плюс 24 °С;

2) взрывоопасность – взрывобезопасная зона по ГОСТ 31610.10-1-2022 (IEC 60079 10-1:2020) и по ГОСТ 31610.10-2-2017 / IEC 60079-10-2:2015;

– для остальных помещений производственных зданий и блок-боксов (титулы 2701, 2311, 3101, 3106, 3108, 3404):

1) температурный диапазон – от плюс 10 до плюс 29 °С;

2) взрывоопасность – взрывобезопасная зона по ГОСТ 31610.10-1-2022 (IEC 60079 10-1:2020) и по ГОСТ 31610.10-2-2017 / IEC 60079-10-2:2015;

– для помещений аппаратных:

1) температурный диапазон – от плюс 18 до плюс 22 °С в соответствии с СТП СР/05-03-01/МУ09**;**

2) относительная влажность – от 40 до 60 % (при плюс 20 °С) без конденсации влаги в соответствии с СТП СР/05-03-01/МУ09;

3) пожароопасность – В2 (согласно СП 12.13130.2009);

4) зона – взрывобезопасная по ГОСТ 31610.10-1-2022 (IEC 60079 10-1:2020) и по ГОСТ 31610.10-2-2017 / IEC 60079-10-2:2015;

– для помещений операторных:

1) температурный диапазон – от плюс 22 до плюс 24 °С;

2) относительная влажность – от 40 до 60 % без конденсации влаги, как требует ГОСТ 12.1.005-88;

3) пожароопасность – В3 (согласно СП 12.13130.2009);

4) зона – взрывобезопасная по ГОСТ 31610.10-1-2022 (IEC 60079 10-1:2020) и по ГОСТ 31610.10-2-2017 / IEC 60079-10-2:2015.

6.6 Средства измерений параметров

На объектах управления используются серийные (промышленные) контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации, как правило, отечественных изготовителей, имеющие практику применения на подобных производствах.

Полевые средства автоматизации обеспечиваются следующими документами / подтверждениями, действующими на момент проведения пуско-наладочных работ:

– утверждение типа средств измерений должно быть подтверждено включением сведений об утвержденном типе средств измерений в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;

– сертификаты / декларации соответствия требованиям применимых Технических регламентов Таможенного союза, в том числе ТР ТС 004/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 020/2011, ТР ТС 032/2013;

– заключение экспертизы промышленной безопасности для применения прибора на ОПО (в случае отсутствия поставляемого оборудования в перечнях оборудования, подлежащего обязательной сертификации для подтверждения соответствия требованиям Технических регламентов);

– сертификат соответствия требуемому уровню SIL с приложением руководства по безопасности согласно ГОСТ Р МЭК 61508-2-2012, ГОСТ Р МЭК 61511-3-2018 (для приборов, участвующих в контурах безопасности);

– свидетельство о первичной поверке (результаты поверки средств измерений должны быть подтверждены сведениями о результатах поверки средств измерений, включенными в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений); срок действия свидетельства о поверке должен составлять не менее половины межповерочного интервала;

– эксплуатационные документы на русском языке (руководства по монтажу и эксплуатации прибора, методика поверки, технический паспорт).

Производителя каждого типа приборов выбирают на тендерной основе с учетом опыта применения датчиков, как правило, отечественных изготовителей при их функционировании в условиях процесса и зоны строительства.

По надёжности полевые средства автоматизации обеспечивают непрерывную работу ИСУБ при условии выполнения требований изготовителей по их техническому обслуживанию и ремонту, в течение всего времени непрерывной работы объектов.

Местные показывающие приборы, такие как манометры, термометры, монтируются на трубопроводах и оборудовании. Установка приборов обеспечивает свободный доступ для нормального обзора и технического обслуживания. Применяются термометры биметаллического типа, манометры с трубкой Бурдона. Термометры поставляются в комплекте с защитными гильзами из нержавеющей стали. Приборы стрелочные, с круглой шкалой диаметром от 100 до 160 мм.

Дистанционный контроль параметров осуществляется электронными датчиками со стандартным выходным токовым сигналом от 4 до 20 мА, совмещенным с HART протоколом. Интеллектуальные датчики обеспечены функцией диагностики технического состояния прибора, что является обязательным для контроля параметров безопасности.

Датчики, где необходимо, применены со встроенными индикаторами выходного сигнала.

Основная погрешность измерений параметров, как правило, составляет не более указанной в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Пределы допускаемой основной погрешности измерений КИП

Тип КИП	Пределы допускаемой основной погрешности измерений
Термометры	приведенной ±1,5 %
Манометры	приведенной ±1,5 % (при рабочем давлении до 14 МПа включительно) приведенной ±1,0 % (при рабочем давлении более 14 МПа)
Термометры сопротивления	класс допуска А по ГОСТ 6651-2009
Нормирующие преобразователи температуры	абсолютной ±0,15 °С
Датчики давления	приведенной ±0,25 %
Датчики перепада давления	приведенной ±0,075 %
Расходомеры кориолисовые	относительной ±0,25 % для жидкости относительной ±0,5 % для газа
Расходомеры электромагнитные	относительной ±1,0 %
Расходомеры вихревые	относительной ±1,0 %
Расходомеры ультразвуковые	относительной ±5,0 % (для измерений объема факельных газов, приведенного к стандартным условиям)
Ротаметры	приведенной ±1,6 %
Датчики загазованности ДВК	абсолютной ±5 % НКПР (в диапазоне измерений 0…50 % НКПР) относительной ±10 % (в диапазоне измерений 50…100 % НКПР)

Корпуса манометров и термометров изготовлены из нержавеющей стали, датчиков - из алюминиевого сплава с покрытием.

Степень защиты оболочки КИП от пыли и воды (IP) выбрана с учетом требований НТД РФ, в том числе требований к взрывозащищённому оборудованию, размещаемому во взрывоопасных зонах В-1а, В-1г по ПУЭ, зонах классов 1, 2 по ГОСТ 31610.10-1-2022 (IEC 60079 10-1:2020); зонах классов 20, 22 по ГОСТ 31610.10-2-2017 / IEC 60079-10-2:2015. Принятая степень защиты оболочки КИП приведена в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Степень защиты оболочки КИП от пыли и воды

КИП	Степень защиты по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013)
Местные показывающие приборы, устанавливаемые на наружной площадке (взрывоопасные зоны классов 1, 2; взрывобезопасные зоны)	IP65
Датчики с видом взрывозащиты Exi, устанавливаемые на наружной площадке (взрывоопасные зоны класса 1, подзона 1г по СП 423.1325800.2018)	IP65 предпочтительно, но не ниже IP54
Датчики с видом взрывозащиты Exd, устанавливаемые на наружной площадке (взрывоопасные зоны класса 1, подзона 1г по СП 423.1325800.2018)	не ниже IP65
Датчики, устанавливаемые на наружной площадке (взрывоопасные зоны класса 2; взрывобезопасные зоны)	IP65 предпочтительно, но не ниже IP54
Датчики с видом взрывозащиты Exi, устанавливаемые в утепленных шкафах или чехлах (взрывоопасные зоны класса 1, подзона 1г по СП 423.1325800.2018)	не ниже IP54
Датчики с видом взрывозащиты Exd, устанавливаемые в утепленных шкафах или чехлах (взрывоопасные зоны класса 1, подзона 1г по СП 423.1325800.2018)	не ниже IP65
Оборудование с видом взрывозащиты Exe, устанавливаемое на наружной площадке (взрывоопасные зоны класса 1, подзона 1г по СП 423.1325800.2018)	Категория размещения по ГОСТ 15150-69 не ниже 2 и в корпусе с IP66
Оборудование с видом взрывозащиты Exe, устанавливаемое на наружной площадке (взрывоопасные зоны класса 2, подзона 2г по СП 423.1325800.2018)	не ниже IP66
Датчики, устанавливаемые в утепленных шкафах или чехлах (взрывоопасные зоны класса 2; взрывобезопасные зоны)	не ниже IP54
КИП во взрывоопасных помещениях (взрывоопасные зоны класса 2)	не ниже IP54

КИП	Степень защиты по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013)
КИП во взрывоопасных пылевых зонах всех классов (взрывоопасные зоны классов 20, 21, 22)	не ниже IP66
КИП в пожароопасных помещениях	не ниже IP44

КИПиА, размещаемые во взрывоопасных зонах классов 1, 2 по ГОСТ 31610.10-1-2022 (IEC 60079 10-1:2020) для сред IIAT2, IIBT2, IICT3 по ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017) имеют взрывозащищенное исполнение – преимущественно искробезопасная электрическая цепь (Exi), в обоснованных случаях - взрывонепроницаемая оболочка (Exd).

КИПиА, размещаемые во взрывоопасных зонах классов 20, 22 по ГОСТ 31610.10-2-2017 / IEC 60079-10-2:2015 для сред IIIB по ГОСТ 31610.10-2-2017 / IEC 60079-10-2:2015 имеют взрывозащищенное исполнение – преимущественно искробезопасная электрическая цепь (Exi), в обоснованных случаях – защита оболочкой (Ext).

Для дистанционных измерений температуры предусматриваются платиновые термометры сопротивления Pt100, класс допуска А, с нормирующим преобразователем, в комплекте с защитными гильзами из нержавеющей стали.

Для измерения температуры твердых поверхностей (подшипники, обмотки электродвигателей и т. п.) применяются термометры сопротивления или термисторы, непосредственно встраиваемые в контролируемый объект без применения защитных гильз.

Для измерений высоких температур используются термоэлектрические преобразователи (термопары) с нормирующим преобразователем.

Применяются, как правило, термопары следующих типов:

– термопары хромель-алюмелевые ТХА с номинальной статической характеристикой К при измерении максимальных температур в диапазоне от плюс 450 до плюс 1000 °С;

– термопары платинородий-платинородиевые ТПР с номинальной статической характеристикой В при измерении максимальных температур выше плюс 1000 °С;

– термопары медь-константановые ТМК с номинальной статической характеристикой Т при измерении температур ниже 0 °С.

Термопары поставляются в комплекте с фланцевыми защитными гильзами из нержавеющей стали.

Датчики температуры, за исключением обоснованных случаев, имеют двойные измерительные элементы (один элемент не используется и является резервным).

Для контроля давления и перепада давления используются интеллектуальные датчики, поставляемые комплектно с манифольдами в утепленных обогреваемых шкафах с регулируемым электрообогревом.

Для дистанционного контроля расхода применяются вихревые, массовые, ультразвуковые, электромагнитные расходомеры и расходомеры на основе сужающих устройств. Расходомеры, размещаемые на наружной площадке, при необходимости, устанавливаются в защитных утепленных шкафах или чехлах с электрообогревом.

Предусмотрены следующие сигнализаторы:

– сигнализаторы погасания пламени на пилотных и основных горелках печей и факельных установок.

Сигнализаторы погасания пламени поставляются комплектно с соответствующим технологическим оборудованием. Для контроля наличия пламени пилотных горелок используются сигнализаторы с ионизационным способом контроля. Для контроля наличия пламени основных горелок используются сигнализаторы со световым способом контроля в ультрафиолетовом спектре.

Клеммные коробки во взрывоопасных зонах классов 1, 2 имеют вид взрывозащиты Exi для искробезопасных цепей, Exd или Exe – для неискробезопасных цепей. Клеммные коробки во взрывоопасных зонах классов 20, 22 имеют вид взрывозащиты Exi для искробезопасных цепей, Ext – для неискробезопасных цепей.

Степень защиты оболочки клеммных коробок от пыли и воды (IP) выбрана с учетом требований НТД РФ, в том числе требований к взрывозащищённому оборудованию, размещаемому во взрывоопасных зонах В-1а, В-1г по ПУЭ, зонах классов 1, 2 по ГОСТ 31610.10-1-2022 (IEC 60079 10-1:2020); зонах классов 20, 22 по ГОСТ 31610.10-2-2017 / IEC 60079-10-2:2015. Принятая степень защиты оболочки клеммных коробок приведена в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Степень защиты оболочки клеммных коробок от пыли и воды

Клеммные коробки	Степень защиты по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013)
Клеммные коробки с видом взрывозащиты Exi или Exd, устанавливаемые на наружной площадке (взрывоопасные зоны классов 1, 2; взрывобезопасные зоны)	IP65
Клеммные коробки с видом взрывозащиты Exe, устанавливаемое на наружной площадке (взрывоопасные зоны класса 1, подзона 1г по СП 423.1325800.2018)	Категория размещения по ГОСТ 15150-69 не ниже 2 и в корпусе с IP66
Клеммные коробки с видом взрывозащиты Exe, устанавливаемое на наружной площадке (взрывоопасные зоны класса 2, подзона 2г по СП 423.1325800.2018)	не ниже IP66
Клеммные коробки во взрывоопасных пылевых зонах всех классов (взрывоопасные зоны классов 20, 21, 22)	не ниже IP66

Клеммные коробки	Степень защиты по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013)
Клеммные коробки в пожароопасных помещениях	не ниже IP44

Не используются многоточечные приборы контроля параметров.

Для управления электрообогревом технологических и импульсных трубопроводов, электрообогревом кровли вновь проектируемых производственных зданий используются комплектные системы управления электрообогревом, включающие в себя полевые датчики (температуры, влажности) и модули управления. Электронные системы управления температурой предназначены для управления контурами электрообогрева, используемыми для защиты от низких температур, поддержания температуры техпроцессов и защиты от снега и обеспечивают экономически эффективный способ электронного управления температурой и комплексный контроль целостности цепей электрообогрева. Модули управления электрообогревом технологических и импульсных трубопроводов размещаются совместно с соответствующей пусковой аппаратурой в утепленных обогреваемых шкафах взрывозащищенного исполнения на наружной площадке. Модули управления электрообогревом кровли вновь проектируемых производственных зданий размещаются совместно с соответствующей пусковой аппаратурой в шкафах общепромышленного исполнения в невзрывоопасных помещениях обслуживаемых зданий.

6.7 Исполнительные механизмы

В качестве исполнительных механизмов регулирующих контуров применены регулирующие клапаны в комплектной поставке с интеллектуальными позиционерами и аналоговыми датчиками положения. Приводы клапанов пневматические, мембранные с пружинным возвратом. Входной сигнал электропневмопозиционеров 4...20 мА + HART. Выходной сигнал датчика положения 4...20 мА. Электрооборудование взрывозащищенного исполнения, вид взрывозащиты – искробезопасная цепь (Exi). Степень защиты оболочки от пыли и воды: для зон классов 1, 2 – не менее IP54, для зон классов 20, 22 – не менее IP66. Регулирующие клапаны снабжены фильтрами-редукторами, ручными дублерами и байпасами. Предельно допустимое значение эквивалентного уровня звука от регулирующей арматуры не более 80 дБА. Класс герметичности регулирующих клапанов не ниже IV по ГОСТ 9544-2015.

В качестве приводной запорной трубопроводной арматуры предусмотрена запорная арматура с пневмоприводом (преимущественно) и с электроприводом.

Запорная пневмоприводная арматура поставляется в комплекте с соленоидами и блоками конечных выключателей крайних положений. Напряжение питания соленоидов преимущественно =24 В постоянного тока, вид взрывозащиты: для зон классов 1, 2 – Exd, для зон классов 20, 22 – Ext. Для титулов, где при использовании напряжения =24 В сечение, обеспечивающее допустимое падение напряжения, превышает 2,5 мм^2, применяются соленоиды с питанием ~230 В, 50 Гц переменного тока. Выходной сигнал блоков конечных выключателей – NAMUR в соответствии с

ГОСТ IEC 60947-5-6-2017, вид взрывозащиты – Exi. Материал корпусов конечных выключателей и соленоидов – алюминиевый сплав с покрытием либо нержавеющая сталь (в обоснованных случаях). Степень защиты оболочки от пыли и воды: для зон классов 1, 2 – не менее IP54, для зон классов 20, 22 – не менее IP66. Класс герметичности запорной арматуры не ниже класса «А» по ГОСТ 9544-2015.

Вся запорная пневмоприводная приводная арматура оснащена указателями хода, работающими (механически) от штока клапана, и отметками «Закрыт», «Открыт» («Открыто направление А», «Открыто направление В» для трехходовой арматуры, в том числе диверторов) для крайних положений, а также фильтрами-редукторами и съемными ручными дублерами. Запорная арматура не имеет байпасов.

Для арматуры системы ПАЗ допускается применять ручной дублер только на период наладки, при переходе к промышленной эксплуатации дублеры необходимо демонтировать. Электромагнитные клапаны запорной арматуры системы ПАЗ рассчитаны на эксплуатацию в рабочем режиме под нагрузкой (нормально под током). Сигналы от конечных выключателей арматуры системы ПАЗ подключаются в систему ПАЗ.

Рабочее давление воздуха КИП от 0,4 до 0,5 МПа. Минимальное давление воздуха КИП, при котором гарантируется работоспособность пневмоприводной ЗРА, составляет 0,3 МПа.

Запорная электроприводная арматура комплектуется встроенными блоками управления. Напряжение цепей управления и сигнализации = 24 В. Электрооборудование, размещенное во взрывоопасной зоне, имеет вид взрывозащиты: для зон классов 1, 2 – Exd, для зон классов 20, 22 – Ext. Степень защиты оболочки от пыли и воды: для зон классов 1, 2 – не менее IP54, для зон классов 20, 22 – не менее IP66.

Вся запорная электроприводная арматура оснащена указателями хода, работающими (механически) от штока арматуры, и отметками "Закрыт", "Открыт" для крайних положений, а также ручными дублерами. Запорная арматура не имеет байпасов.

Арматура и навесное оборудование, размещаемые на наружной площадке, рассчитаны на эксплуатацию при абсолютной максимальной температуре окружающей среды в зоне строительства, а также при абсолютной минимальной температуре окружающей среды в зоне строительства без дополнительного обогрева.

Арматура и навесное оборудование обеспечены следующими документами:

– сертификат (декларация) соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 004/2011 (для оборудования, размещенного во взрывобезопасной зоне);

– сертификат соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 (для оборудования, размещенного во взрывоопасной зоне);

– сертификат (декларация) соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011;

– сертификат (декларация) соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011;

– сертификат (декларация) соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013;

– сертификат (декларация) безопасности с приложением руководства по безопасности согласно ГОСТ Р МЭК 61508-2-2012, ГОСТ Р МЭК 61511-3-2018 (для запорной арматуры, участвующей в контурах безопасности);

– эксплуатационные документы на русском языке (руководства по монтажу и эксплуатации, технический паспорт).

6.8 Мониторинг состояния воздушной среды производственных зон

Наружные площадки и производственные помещения технологических установок производства ПС и объектов ОЗХ, относящиеся к взрывоопасным, оборудованы стационарными датчиками контроля загазованности (НКПР) воздуха рабочей зоны.

На наружных площадках и в производственных помещениях, где это необходимо, предусмотрены датчики ПДК.

Сигналы от датчиков загазованности интегрируются в систему СКЗ (система контроля загазованности).

Система СКЗ обеспечивает выполнение следующих задач:

– индикация текущего уровня загазованности воздуха рабочих зон на АРМ операторов технологических установок, расположенных в помещении операторной титула 005;

– предупредительная и аварийная светозвуковая сигнализация по месту, на АРМ операторов при превышении порогов загазованности;

– передача сигналов типа «сухой контакт» в систему ПАЗ и в шкафы управления вентиляцией для выполнения автоматических действий;

– передача сигналов по загазованности в газоспасательную службу (ГСС);

– автодиагностика технического (исправного) состояния датчиков контроля загазованности.

Описание объема автоматизации по загазованности, в том числе описание сигнализаций и защит с указанием уставок срабатывания и схем голосования приведены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.1, том 6.1.1, инв. № 00053421.

Планы расположения датчиков загазованности и постов светозвуковой сигнализации, а также причинно-следственные матрицы (ПСМ) по загазованности приведены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.2, том 6.1.2, инв. № 00053422.

Описание объема автоматизации систем ОВКВ производственных зданий, в том числе в части автоматических действий, предусмотренных для оборудования ОВКВ при загазованности, приведено в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС4.1.1, том 5.4.1.1, инв. № 00053151.

Также требования в части контроля загазованности и в части управления оборудованием ОВКВ блок-бокса анализаторной указаны в исходных технических требованиях на анализаторную. Исходные технические требования на анализаторную приведены в документе NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.3-2311-АК.ИТТ-0001, в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.3, том 6.1.3, инв. № 00053699.

Датчики загазованности ДВК имеют интеллектуальный инфракрасный сенсор с возможностью загрузки в него библиотеки газов. Выходной сигнал 4-20 мА, HART протокол, блок индикации со светодиодными лампочками, указывающими на текущее состояние прибора. Температура эксплуатации до минус 47 °С (без дополнительного обогрева), материал корпуса – алюминиевый сплав, взрывозащищенное исполнение Exd, диапазон показаний от 0 до 100 % НКПР.

Датчики загазованности ПДК имеют электрохимический сенсор. Выходной сигнал 4-20 мА, HART протокол, блок индикации со светодиодными лампочками, указывающими на текущее состояние прибора. Температура эксплуатации до минус 47 °С (без дополнительного обогрева), материал корпуса - алюминиевый сплав, взрывозащищенное исполнение Exd.

Степень защиты корпуса от пыли и воды для датчиков загазованности, размещенных на наружной площадке, не менее IP65; в помещениях – не менее IP54.

Данные по контролируемым средам на наружных площадках приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Данные по контролируемым средам на наружных площадках.

Номер титула	Вид контроля (ДВК/ПДК)	Наименование основного компонента анализируемой среды	Газ, на который калибруется датчик	Принцип измерений датчика
3107	ДВК	Стирол	Стирол	Инфракрасный
1401	ПДК	Бензол	Бензол	Электрохимический
1401	ДВК	Метан	Метан	Инфракрасный
1401	ДВК	Стирол	Стирол	Инфракрасный
1401	ДВК	Толуол	Толуол	Инфракрасный
1401	ДВК	Этилбензол	Этилбензол	Инфракрасный
1401	ПДК	Альфа-метилстирол	Альфа-метилстирол	Электрохимический
2305	ПДК	Бензол	Бензол	Электрохимический
2305	ДВК	Стирол	Стирол	Инфракрасный
2305	ДВК	Этилбензол	Этилбензол	Инфракрасный
2305	ДВК	Толуол	Толуол	Инфракрасный

На постах светозвуковой сигнализации предусматриваются:

– светосигнальное устройство;

– сирена;

– кнопки для периодического опробования функционирования поста персоналом с целью обеспечения надежной работоспособности.

Светозвуковые сигналы предупредительной сигнализации и аварийной сигнализации отличаются по тональности звука и цветовой гамме свечения (для предупредительной сигнализации свечение желтого цвета, для предаварийной сигнализации свечение красного цвета).

Для светозвуковых постов сигнализации загазованности предусматриваются следующие режимы работы:

– для НКПР порог 1: светосигнальное устройство срабатывает с частотой не менее 80 кадров в минуту, звукосигнальное устройство срабатывает прерывисто;

– для НКПР порог 2: светосигнальное устройство срабатывает с частотой не менее 80 кадров в минуту, но визуально отличимое от порога 1, звукосигнальное устройство срабатывает непрерывно;

– для ПДК: светосигнальное устройство срабатывает с частотой не менее 80 кадров в минуту, звукосигнальное устройство срабатывает прерывисто.

Питание постов светозвуковой сигнализации преимущественно = 24 В постоянного тока, степень защиты корпуса от пыли и воды не менее IP54. Для титулов, где при использовании напряжения = 24 В сечение, обеспечивающее допустимое падение напряжения, превышает 2,5 мм^2, применяются посты с питанием ~230 В, 50 Гц переменного тока.

Посты светозвуковой сигнализации, размещенные во взрывоопасных зонах классов 1 и 2, имеют вид взрывозащиты Exd.

Дооснащение наружных площадок объектов автоматизации датчика направления и скорости ветра не требуется. На существующей площадке НКНХ предусмотрена система производственного мониторинга, включающая в себя подсистему экологического мониторинга окружающей среды с выводом метеорологических параметров атмосферного воздуха, в том числе информации о скорости и направлении ветра, на АРМ диспетчера.

6.9 Оперативный учет

На проектируемых объектах автоматизации производства ПС и объектов ОЗХ в части газоснабжения предусмотрены узлы оперативного учета (УОУ) топливного газа.

Узел оперативного учета топливного газа состоит из следующих элементов:

- расходомер, выполняющий измерение расхода в рабочих м^3/ч;
- датчик давления;
- датчик температуры.

Для УОУ газа текущий расход отображается в м^3/ч при рабочих условиях, а также в ст. м^3 – при стандартных условиях по ГОСТ 2939-63. Вычисление объема газа предусмотрено в ст. м^3.

Для всех узлов оперативного учета вычисление объема и массы среды выполняется средствами ИСУБ по аттестованным методикам измерений.

6.10 КИПиА блочного оборудования

Для производства ПС и объектов ОЗХ отдельные виды технологического оборудования и комплектные установки поставляются в комплекте с КИПиА и локальными системами управления (ЛСУ). Перечень такого оборудования и установок в части газоснабжения для производства ПС приведен в таблице 6.5, для объектов ОЗХ – в таблице 6.6.

Таблица 6.5 – Перечень технологического оборудования и комплектных установок производства ПС, поставляемых комплектно с КИПиА и ЛСУ

Титул	Позиция оборудования	Наименование оборудования
3107	HF-6401 HF-7401	Печь нагрева масляного теплоносителя

Таблица 6.6 – Перечень технологического оборудования и комплектных установок объектов ОЗХ, поставляемых комплектно с КИПиА и ЛСУ

Титул	Позиция оборудования	Наименование оборудования
2304	SF-1101	Факельный ствол ВД
2304	SF-1102	Факельный ствол НД
2304	SF-1103	Факельный ствол НД резервный

Печи и факельные установки поставляются в комплекте со шкафами розжига и контроля пламени и соответствующими КИПиА.

Все комплектно поставляемые КИПиА соответствуют требованиям подраздела 6.6 данного тома.

Шкафы розжига и контроля пламени печей нагрева масляного теплоносителя (титул 3107) и факельных установок (титул 2304) располагаются на наружной площадке в зоне размещения оборудования.

Описание технических решений по ЛСУ, а также связи ЛСУ и ИСУБ представлены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.5, том 6.1.5, инв. № 00053429.

Исходные технические требования и опросные листы на печи и факельные установки приведены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.3, том 6.1.3, инв. № 00053699.

6.11 Надежность КИПиА

По надежности КИПиА обеспечивают непрерывную работу ИСУБ и ПАЗ, при условии выполнения требований ГОСТ Р МЭК 61508, ГОСТ Р МЭК 61511 и

требований поставщиков по их техническому обслуживанию и ремонту, в течение всего времени непрерывной работы технологического процесса.

Для обеспечения повышенной надежности система управления ПАЗ использует собственные датчики. Приборы, использующиеся в качестве источников информации для систем ПАЗ, не используются в составе других подсистем ИСУБ.

Как правило, для системы ПАЗ используют собственные исполнительные устройства.

При необходимости, применяется запорная арматура, предназначенная как для дистанционного управления из РСУ в ходе ведения технологического процесса, так и для исполнения защитных блокировок по команде из системы ПАЗ. Данная запорная арматура оснащается двумя электромагнитными клапанами (соленоидами). Первый соленоид подключается в РСУ, второй – в ПАЗ. Соленоид, управляемый из ПАЗ, имеют приоритет по управлению пневмоприводом арматуры на уровне пневмосхемы по отношению к соленоиду, управляемому из РСУ. При срабатывании запорной арматуры по сигналу из ПАЗ (перевод арматуры в безопасное положение) дальнейшее управление данной арматурой из РСУ невозможно до тех пор, пока технологический параметр, по которому сработала блокировка ПАЗ не вернется в допустимые для технологического процесса пределы и оперативный персонал не выполнит ручную деблокировку в соответствии с предусмотренными процедурами. Сигналы для управления запорной арматурой от системы ПАЗ и РСУ независимые, сигналы от РСУ и сбои в работе РСУ не влияют на работу системы ПАЗ.

Контроль за текущими показателями параметров, определяющими взрывоопасность блоков I категории взрывоопасности, осуществляется не менее чем от двух независимых датчиков с раздельными точками отбора, логически взаимодействующих для срабатывания ПАЗ.

Надежность систем ПАЗ обеспечивается соблюдением требований ГОСТ Р МЭК 61508, ГОСТ Р МЭК 61511, в том числе аппаратурным резервированием, временной и функциональной избыточностью, наличием систем диагностики с индикацией рабочего состояния и самодиагностики с сопоставлением значений технологических связанных параметров, а также соответствием назначенному для каждой функции безопасности уровню полноты безопасности SIL.

6.12 Системы энергообеспечения средств автоматизации

Система электропитания обеспечивает бесперебойную работу средств автоматизации в регламентных условиях и аварийных ситуациях.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения оборудование ИСУБ отнесено к особой группе электроприемников I категории (глава 1.2 ПУЭ). Энергопотребление ИСУБ обеспечивается от сдвоенной (с резервированием) системы бесперебойного питания (СБП) переменного тока (~230 В, 50 Гц) с двумя независимыми взаимно резервирующими электрическими цепями питания и с питанием от аккумуляторных батарей. Аккумуляторные батареи обеспечивают электропитание потребителей в течение тридцати минут (для ИСУБ ЭБСМ, ПС, ОЗХ) при неисправности внешних источников.

Качество электроэнергии должно соответствовать требованиям ГОСТ 21552-84. Средства ИСУБ являются работоспособными при плавных и скачкообразных отклонениях напряжения от минус 15 до плюс 10 % и частоты до ± 1 Гц от номинального значения.

Электропитание слаботочных полевых средств автоматизации предусмотрено из ИСУБ.

Питание электроприводной арматуры предусмотрено в электротехнической части проекта.

Решения по электроснабжению и обеспечению надежности электроснабжения оборудования ИСУБ приведены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС1.1.1, том 5.1.1.1, инв. № 00054451.

Для питания пневматических приводов запорной и регулирующей арматуры применяется осушенный воздух КИП от существующих сетей завода, подготовленный по первому классу загрязненности по ГОСТ 17433-80 с точкой росы на 10 °С ниже абсолютной минимальной температуры зоны строительства. Параметры воздуха КИП приведены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.1, том 6.1.1, инв. № 00053421.

Для обеспечения повышенной надежности работы систем автоматизации, управления, контроля и аварийной защиты технологических процессов и производственного оборудования для производства ЭБСМ и объектов ОЗХ предусмотрено два ресивера воздуха КИП с запасом воздуха на двадцать пять минут, для производства ПС – один ресивер воздуха КИП с запасом воздуха на пятнадцать минут.

Для обеспечения повышенной надежности работы аварийной защиты технологического процесса для запорной арматуры (при необходимости) предусматриваются индивидуальные ресиверы воздуха КИП с запасом воздуха на несколько срабатываний.

6.13 Заземление средств автоматизации

На объекте управления для персонала и электронных средств КИПиА предусмотрены следующие системы заземления:

– система защитного заземления для защиты персонала от поражения электрическим током. Предназначена для заземления металлических корпусов КИПиА, шкафов ИСУБ и т.д. Сопротивление контура защитного заземления обеспечивается не более 4 Ом;

– система функционального (приборного) заземления для неискробезопасных цепей, выполненная исходя из требований производителя ИСУБ. Предназначена для заземления экранов контрольных кабелей КИПиА с неискробезопасными цепями, защищает измерительные и другие сигналы низкого уровня ИСУБ от внешних электрических наводок. Сопротивление заземляющего устройства определяется требованиями поставщика ИСУБ;

– система функционального (приборного) заземления для искробезопасных цепей, выполненная исходя из требований производителя ИСУБ. Предназначена для заземления экранов контрольных кабелей КИПиА с искробезопасными цепями,

защищает измерительные и другие сигналы низкого уровня ИСУБ от внешних электрических наводок. Сопротивление заземляющего устройства определяется требованиями поставщика ИСУБ.

Провод заземления КИПиА, ПТК ИСУБ изолированный, с медными жилами с площадью поперечного сечения не менее 4 мм^2. Изоляция провода имеет желто-зеленый цвет.

Экраны контрольных кабелей КИП на стороне шкафов ИСУБ подключаются к шине функционального или искробезопасного функционального заземления. Экраны тех же контрольных кабелей на стороне полевых датчиков заизолированы посредством термоусадочных трубок.

6.14 Монтаж КИПиА

Полевые приборы, исполнительные механизмы, соединительные коробки размещены таким образом, чтобы был обеспечен регламентированный доступ для обзора шкал приборов, технического обслуживания средств автоматизации с учетом высоты снежного покрова зоны строительства (для наружных установок).

Монтаж и условия размещения средств измерений обеспечивают возможность их снятия для поверки без остановки процесса.

Контрольные кабели выполнены в оболочках для непрерывной работы при максимальных и минимальных температурах окружающей среды в зоне прокладки. Токоведущие жилы кабелей выполнены из круглых многопроволочных медных проводов, жилы выполнены из отожженной меди. Сечение жил кабеля для взрывоопасных зон не менее 1 мм^2 (кроме обоснованных случаев).

Незадействованные жилы многожильных кабелей во взрывоопасной зоне заизолированы с помощью термоусадочных трубок.

В качестве контрольных кабелей предусмотрены кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке (исполнение нг(А)). Для прокладки в помещениях используются кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение нг(А)-LS). В качестве кабельных линий системы СКЗ, противопожарной защиты использованы огнестойкие контрольные кабели, не распространяющими горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- газовыделением (нг(А)-FRLS).

Применяемые огнестойкие кабели сохраняют работоспособность на время не менее 60 минут в условиях воздействия открытого пламени.

Для передачи аналоговых сигналов (измерительные цепи, цепи управления регулирующими клапанами), для передачи дискретных сигналов с напряжением = 24 В постоянного тока и для цепей напряжением ~230 В, 50 Гц используются экранированные кабели с парной или тройной скруткой жил (витая пара или витая тройка). Кабели с одной парой или одной тройкой имеют общий экран, для магистральных кабелей предусмотрены индивидуальные экраны пар или троек, без общего экрана.

Для взрывоопасных зон применяются кабели с термопластичной, термореактивной или эластомерной оболочкой (полиэтиленовая изоляция или

оболочка не допускается), кабели имеют круглое поперечное сечение, кабели герметичные с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным заполнителем (подложка, полученная методом экструзии), которые гарантируют, что по продольным воздушным полостям распространения газообразных или даже пылеобразных взрывоопасных веществ из взрывоопасных в невзрывоопасные зоны и помещения не произойдет, с учетом испытаний и рекомендаций ГОСТ IEC 60079-14-2013.

Все кабели применяются без брони.

Кабели КИП, прокладываемые полностью или частично по наружной площадке, рассчитаны на эксплуатацию при абсолютной минимальной и абсолютной максимальной температуре окружающей среды в зоне строительства. Кабели КИП, прокладываемые в помещениях, рассчитаны на эксплуатацию во всем диапазоне температур окружающего воздуха в зоне прокладки.

Все кабельные проводки КИПиА предусмотрены надземными в стальных оцинкованных коробах или лотках с отрываемыми крышками по кабельным конструкциям и в пластиковых кабель-каналах.

Кабельные стальные короба или лотки с отрываемыми крышками соответствуют следующим требованиям:

- толщина стенки не менее 1,5 мм;
- климатическое исполнение от минус 47 до плюс 40 °С;
- огнестойкость не менее 15 минут;
- цинковое покрытие (горячее цинкование).

Стальные короба или лотки с отрываемыми крышками, прокладываемые по кабельным конструкциям, комплектуются крышками с фиксацией.

Поставщики и типы стальных коробов/лотков выбираются Заказчиком на тендерной основе.

При опусках с кабельных конструкций кабельные трассы прокладываются в стальных коробах или лотках с отрываемыми крышками, трубах, при подходе к приборам (около 0,5 м) – в металлорукавах.

Прокладка по кабельным конструкциям в коробах или лотках с отрываемыми крышками преимущественно ведется на высоте не менее 2,5 м (низ кабельной эстакады) от поверхности пола, площадки обслуживания.

Все кабели уложены с запасом по длине, достаточным для компенсации возможных температурных деформаций самих кабелей и конструкций, по которым они проложены.

Кабели, проложенные горизонтально по конструкциям, стенам, перекрытиям и т.п., жестко закреплены в конечных точках, непосредственно у концевых заделок, с обеих сторон изгибов.

Кабели, проложенные вертикально по конструкциям и стенам, закреплены так, что предотвращается деформация оболочек под действием собственного веса кабелей.

Конструкции, на которые укладываются небронированные кабели, выполнены таким образом, что исключается возможность механического повреждения оболочек кабелей; в местах жесткого крепления оболочки этих кабелей предохранены от механических повреждений и коррозии при помощи эластичных прокладок.

Кабели, расположенные в местах, где возможны механические повреждения, защищены стальным коробом, трубой, металлорукавом по высоте на 2 м от уровня пола или земли.

Прокладка контрольных кабелей выполняется многослойно в металлических коробах или лотках с отрываемыми крышками при соблюдении следующих условий:

– сумма площадей поперечных сечений (с изоляцией и оболочкой) кабелей, прокладываемых в одном коробе или лотке с открываемыми крышками, не должна превышать:

1) для глухих коробов – 35 % внутреннего поперечного сечения короба в свету;

2) для коробов и лотков с открываемыми крышками – 40 %.

– высота слоев в одном стальном коробе не превышает 150 мм;

– многослойно прокладываются только кабели с однотипными оболочками;

– крепление кабелей многослойно в коробах или лотках с отрываемыми крышками выполняется так, что предотвращается деформация оболочек кабелей под действием собственного веса и устройств крепления;

– в целях пожарной безопасности внутри коробов устанавливаются огнепреградительные пояса с огнестойкостью не менее 0,75 часа:

1) на вертикальных участках - на расстоянии не более 20 м

2) на вертикальных участках - при проходе через перекрытие;

3) на горизонтальных участках - при проходе через перегородки.

– в каждом направлении кабельной трассы предусмотрен запас емкости не менее 15 % общей емкости коробов/лотков.

При прокладке кабельных линий в производственных помещениях выполнены следующие требования:

– кабели доступны для ремонта и для осмотра;

– кабели, где необходимо, защищены от повреждений стальным коробом или лотком с открываемой крышкой, трубой, кабель-каналом;

– расстояние в свету между кабелями соответствует приведенному в таблице 2.3.1 ПУЭ.

Расстояние между параллельно проложенными кабелями и трубопроводами составляет не менее 0,5 м по горизонтали.

Пересечения кабелями проходов выполнены на высоте не менее 2,5 м от пола.

Проход кабелей через перекрытия и внутренние стены производится через модульные кабельные рамы, укомплектованные огнестойкими кабельными уплотнениями с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости соответствующих перекрытий, внутренних стен.

Импульсные трубки (внешний диаметр 12 мм, толщина стенки 1 мм для технологических сред), манифольды КИП, соединители выполнены из нержавеющей стали. Арматура трубных проводок – равнопроходная (шаровые краны DN 1/2 дюйма).

6.15 Защита от атмосферных осадков и обогрев средств КИПиА

Датчики давления, перепада давления, а также выносные индикаторы, размещаемые вне производственных зданий, устанавливаются в защитных шкафах.

Расходомеры, не рассчитанные на эксплуатацию во всем диапазоне температур окружающего воздуха в зоне монтажа, устанавливаются в обогреваемые термочехлы.

Степень защиты шкафов/термочехлов не менее IP65 по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013).

Шкафы/термочехлы обеспечивают защиту КИП и минимизируют воздействие наружных температур на точность, время реагирования и рабочие характеристики КИП.

Все шкафы/термочехлы изготавливаются из антистатического огнестойкого стеклопластика, изолируются и оснащаются электрическими нагревательными элементами.

Всё электрооборудование шкафов/термочехлов предусмотрено во взрывозащищенном исполнении и имеет сертификаты соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

Приборы, имеющие местные индикаторы, устанавливаются в шкафах/ термочехлах, оснащенных окном.

Шкафы и термочехлы обеспечиваются сертификатами соответствия требованиям Технического регламента о требованиях пожарной безопасности от 22.07.2008 №123-ФЗ, поставляются в комплекте с уплотняемыми вводами для кабелей и импульсных труб и с монтажными материалами для крепления КИП в шкафу/термочехле.

Где необходимо, предусмотрена изоляция и электрообогрев импульсных трубопроводов.

Описание системы электрообогрева приведено в подразделе 8.2 в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.1, том 6.1.1, инв. № 00053421, а также в подразделах 6.6, 10.2 данного тома.

7 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УЧЕТА И КОНТРОЛЯ РАСХОДА ГАЗА, ПРИМЕНЯЕМЫХ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НЕПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Для объектов непроизводственного назначения газоснабжение не предусмотрено.

8 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМОГО ГАЗА И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ

Приборы учета и контроля топливного газа предусматриваются на вводе в узел подготовки топливного газа (титул 1401 «Товарно-сырьевой парк ЛВЖ и ГЖ с насосной») и в границах технологических установок (титулы 3107, 2304, 2305).

Места установки узлов учета топливного газа:

– вводной трубопровод топливного газа на узел подготовки топливного газа и продувку факельного коллектора (титул 1401 «Товарно-сырьевой парк ЛВЖ и ГЖ с насосной»);

– вводной трубопровод топливного газа на пилотные горелки и продувку факельных коллекторов SF-1101, SF-1102, SF-1103 (титул 2305 «Факельное хозяйство. Площадка факельных сепараторов»);

– вводной трубопровод топливного газа на печи нагрева масляного теплоносителя HF-6401, HF-7401 (титул 3107 «Узел нагрева МТН»).

Таким образом, контролируется расход газа, получаемый от существующей сети завода на вводе в УПТГ и расходы газа, распределяемые потребителям.

Расход газа на вводе в УПТГ контролируется по прибору 1401-FI5016, температура и давление по приборам – 1401-TI3038A, 1401-PI1006A.

Расход газа к печам нагрева масляного теплоносителя HF-6401 и HF-7401 контролируется по приборам 3107-FIA00007 и 3107-FIA00046. Температура и давление на вводе топливного газа контролируется по приборам 3107-TI00007, 3107-PI00007, 3107-TI00046, 3107-PI00046.

Расход газа к факельным установкам контролируется по прибору 2305-FIA5001. Температура и давление на вводе топливного газа контролируется по приборам 2305-TI3001, 2305-PI1001.

Узлы учета топливного газа приведены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.2, том 6.1.2, инв. № 00053422 и в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ2.2, том 6.2.2, инв. № 00053424.

9 ОПИСАНИЕ СПОСОБОВ КОНТРОЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И СОСТАВА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ГАЗА - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

На технологическом производстве ПС-250 предусматривается контроль температуры и состава продуктов сгорания.

Контроль температуры продуктов сгорания в печах нагрева масляного теплоносителя HF-6401, HF-7401 осуществляется по датчикам температуры и термометрам, установленным на выходе из радиантной камеры каждой печи, а также на выходе из дымовой трубы печей.

Для печей нагрева масляного теплоносителя на выходе из дымовой трубы каждой печи также предусматривается необходимый объем приборов непрерывного (поточного) анализа для контроля состава дымовых газов, сбрасываемых в атмосферу.

Описание контроля состава продуктов сгорания представлены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.2, том 6.1.1, инв. № 00053421.

10 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ОГРАЖДАЮЩИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ АГРЕГАТОВ И ТЕПЛОПРОВОДОВ - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

10.1 Тепловая изоляция

Тепловая изоляция трубопроводов, оборудования и приборов КИПиА предназначена для:

– уменьшения потерь тепла и холода;

– предотвращения конденсации влаги из воздуха на поверхностях трубопроводов и оборудования;

– защиты обслуживающего персонала от контакта с трубопроводами и оборудованием (ожогов), содержащими горячие среды.

Тепловая изоляция выполняется из несгораемых материалов с покровным слоем из металлического листа. В обоснованных случаях допускается применение трудногорючих материалов с неметаллическим покровным слоем.

Определение толщины теплоизоляционного слоя выполняется по Проектной плотности теплового потока в соответствии с СТП СР/05-02-02/ПрФ01 Управление надёжностью и эффективностью систем энергообеспечения предприятий ПАО «СИБУР Холдинг» и СП 61.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». Под проектным уровнем тепловых потерь (плотностью теплового потока) для имеющихся в проекте температур рабочей среды и геометрии теплоизолируемой поверхности понимается оптимальный уровень теплозащиты, стоимости энергоресурса, потери которого снижаются теплоизоляцией и стоимости устройства теплоизоляции, включая теплоизоляционный материал и работы по его нанесению.

В проекте предусмотрена изоляция трубопроводов, оборудования, арматуры и КИПиА из современных материалов с высокими теплофизическими и эксплуатационными характеристиками:

– цилиндрами минераловатными на базальтовой основе, с коэффициентом теплопроводности λ при 125 °С не более 0,05 Вт/(м·К) ($К_{упл.}$=1,0), плотностью не менее 110 кг/м^3. По группе горючести материал относится к группе НГ (негорючие) по ГОСТ 30244-94;

– матами теплоизоляционными на базальтовой основе, с односторонним покрытием сеткой из стальной гальванизированной проволоки, с коэффициентом теплопроводности λ при 125 °С не более 0,047 Вт/(м·К) ($К_{упл.}$=1,0), плотностью не менее 80 кг/м^3. По группе горючести материал относится к группе НГ (негорючие) по ГОСТ 30244-94;

– полотном стекловолокнистым холстопрошивным, коэффициент теплопроводности λ при 25 °С от 0,047 до 0,053 Вт/(м·К) ($К_{упл.}$=1,0), плотностью от 450 до 550 г/м^2. По группе горючести материал относится к группе НГ (негорючие) по ГОСТ 30244-94;

– чехлами теплоизоляционными, с коэффициентом теплопроводности λ при 125 °С не более 0,05 Вт/(м·К), группой горючести НГ по ГОСТ 30244-94.

В качестве покровного слоя теплоизоляции на открытом воздухе использованы листы из оцинкованной стали ГОСТ 14918-2020 «Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия» или листы из алюминия марки АД1.Н по ГОСТ 21631-2023 «Листы из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия (с Поправкой)».

Теплоизоляция для арматуры и фланцевых соединений трубопроводов предусмотрена съемной. Съемная конструкция обеспечивает беспрепятственный поворот ручек запорно-регулирующей арматуры.

Выбранные материалы соответствуют требованиям СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003.

Конструкции тепловой изоляции отвечают требованиям:

– энергоэффективности – имеют оптимальное соотношение между стоимостью теплоизоляционной конструкции и стоимостью тепловых потерь через изоляцию в течение расчетного срока эксплуатации;

– эксплуатационной надежности и долговечности – выдерживают без снижения теплозащитных свойств и разрушения эксплуатационные, температурные, механические, химические и другие воздействия в течение расчетного срока эксплуатации.

Проектом предусмотрена молниезащита и защита от статического электричества кожухов теплоизоляции.

Выбранные материалы в процессе эксплуатации не выделяют вредные, пожароопасные и взрывоопасные, не приятно пахнущие вещества в количествах, превышающих предельно допустимые концентрации, а также болезнетворные бактерии, вирусы и грибки.

Уровень содержания подверженных водному выщелачиванию хлоридов в изоляционном материале не более 10 мг/кг.

Материалы, примененные в качестве теплоизоляционного и покровного слоев, сертифицированы.

По желанию Заказчика материалы для теплоизоляции могут быть заменены на материалы с аналогичными свойствами.

10.2 Электрообогрев

Система электрообогрева обеспечивает бесперебойную и безаварийную работу защищаемых технологических систем.

Проектом предусматривается применение системы электрического обогрева для:

– трубопроводов, диаметром до 150 мм включительно, для защиты от замерзания и для поддержания необходимой температуры;

– импульсных труб КИПиА.

Система электрообогрева выполнена в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (шестое и седьмое издания).

Категория надежности электроснабжения системы электрообогрева технологических трубопроводов определяется отдельно для каждого трубопровода в зависимости от технологических требований, предъявляемых к продукту, транспортируемому по данным трубопроводам. Категория надёжности электроснабжения для каждого трубопровода будет указана на стадии рабочего проектирования.

В системе электрообогрева применяются различные типы греющих кабелей в зависимости от характеристик обогреваемых объектов. Подбор кабелей осуществляется на основании расчета теплопотерь (с минимальным коэффициентом запаса – 10 %) с учетом типа и толщины теплоизоляции согласно разделу 6.3 ГОСТ IEC 60079-30-2-2011 и СП 61.13330.2012 и обеспечивает компенсацию теплопотерь обогреваемых объектов.

Система электрообогрева предназначена для бесперебойной работы на открытом воздухе, в загрязненной, в том числе химическими веществами, промышленной среде. Элементы системы предназначены для использования при температуре минус 47 °С.

Все электрооборудование и электрические компоненты, устанавливаемые во взрывопожароопасных зонах, имеют специальную взрывозащиту (Ex-de, Ex-e) соответствующую требованиям ГОСТ 31610.10-1-2022 (IEC 60079-10-1:2020), температурный класс не ниже Т3 согласно ГОСТ 31610.0-2014, и степень защиты от влаги не ниже IP55 в соответствии с ГОСТ 14254-2015.

Расчетный срок службы компонентов системы электрообогрева, без каких-либо отклонений в тепловом КПД и механических характеристиках элементов, составляет не менее двадцати пяти лет.

Нагревательные кабели выдерживают без сбоев предельную температуру при самых тяжелых условиях эксплуатации, в том числе, при отказе устройства регулирования температуры, максимальной температуре окружающей среды, без ветра, с кабелем, работающем с напряжением, превышающим номинальное, и трубопроводом с жидкостью рабочей температуры или при отсутствии жидкости в трубопроводе, в зависимости от того, что является более сложным условием.

Температура греющего кабеля в самых экстремальных условиях не превышает допустимую температуру технологического процесса и не превышает температурный класс для взрывоопасной зоны.

Все элементы систем электрообогрева имеют необходимые разрешительные документы:

– свидетельство об утверждении типа средств измерений на основании Федерального закона РФ № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. (для средств измерений);

– сертификат соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (для оборудования во взрывоопасной зоне);

– сертификат соответствия (декларация о соответствии) требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» (для оборудования в не взрывозащищённом общепромышленном исполнении);

– сертификат соответствия (декларация о соответствии) требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств» (при необходимости).

В системе электрообогрева применяются греющие кабели и комплектующие, поставщик которых будет определен на стадии рабочего проектирования путем тендерного выбора с обязательным подтверждением наличия необходимых сертификатов по взрывозащите.

С учетом условий проекта использованы следующие основные типы греющих кабелей и систем:

- саморегулирующиеся кабели электрообогрева;
- кабели электрообогрева постоянной мощности.

Для управления электрообогревом технологических, импульсных трубопроводов используются комплектные системы управления электрообогревом, включающие в себя полевые датчики температуры и модули управления.

Система электрообогрева технологических трубопроводов и импульсных линий КИП, предназначенная для защиты от замерзания, выполнена с управлением по температуре окружающего воздуха. Управление системой электрообогрева, обеспечивающей защиту от замерзания по температуре наружного воздуха, предусмотрено с использованием энергосберегающего устройства, которое непрерывно корректирует мощность электрообогрева, базируясь на температуре окружающей среды. С помощью специального алгоритма на базе измеренной температуры окружающей среды устройство управления определяет продолжительность периода времени, в течение которого греющие кабели будут включены. Размещение электронного энергосберегающего устройства предусматривается совместно с соответствующей пусковой аппаратурой в утепленных обогреваемых шкафах взрывозащищенного исполнения на площадке.

Система электрообогрева технологических трубопроводов, предназначенная для поддержания необходимой технологической температуры, выполнена с управлением по температуре на стенке обогреваемого объекта. Управление системой электрообогрева, обеспечивающей поддержание необходимой технологической температуры по температуре на стенке обогреваемого объекта, предусмотрено с использованием модулей управления, размещаемых совместно с соответствующей пусковой аппаратурой в утепленных обогреваемых шкафах взрывозащищенного исполнения на площадке.

Приём дискретных сигналов «Авария» от системы электрообогрева предусмотрен на ИСУБ Заказчика и отображение режимов работы системы электрообогрева на АРМ оператора.

11 ПЕРЕЧЕНЬ СООРУЖЕНИЙ РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВНОГО ХОЗЯЙСТВА - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Резервное топливное хозяйство для обеспечения технологического процесса производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год и объектов общезаводского хозяйства не предусматривается.

12 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА МАРШРУТА ПРОХОЖДЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА И ГРАНИЦ ОХРАННОЙ ЗОНЫ ПРИСОЕДИНЯЕМОГО ГАЗОПРОВОДА, А ТАКЖЕ СООРУЖЕНИЙ НА НЕМ

Газопроводы предусматриваются в надземном исполнении и прокладываются по существующим эстакадам титула 2610 Межцеховые комбинированные эстакады и по проектируемым эстакадам титула 2601 Межцеховые комбинированные эстакады за границами установок.

Газопроводы прокладываются совместно с технологическими трубопроводами и кабельными сетями.

Предлагаемые проектом способы прокладки трубопроводов топливного газа обеспечивают:

– наименьшую протяженность трубопроводов;

– возможность самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов за счет поворотов трассы;

– исключение провисания трубопроводов и образования застойных зон;

– безопасность и надежность эксплуатации в пределах нормативного срока;

– возможность выполнения всех видов работ по контролю и испытанию трубопроводов;

– возможность беспрепятственного перемещения подъемно-транспортных механизмов, оборудования и средств пожаротушения.

Прокладка трубопроводов топливного газа на эстакадах осуществляется с соблюдением следующих принципов:

– трубопроводы с веществами групп А, Б(а) и Б(б) прокладываются на верхнем ярусе эстакады;

– расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций, как по горизонтали, так и по вертикали принято с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопровода при температурных деформациях.

– фланцы, как источники возможных утечек из трубопроводов, размещаются вне путей эвакуации, проходов, кабельных лотков.

Свободная высота эстакад для трубопроводов над проездами и проходами предусматривается не менее:

– для автомобильных дорог – 5,5 м;

– для пешеходных дорог – 2,2 м.

Трубопроводы в этих местах не имеют арматуры, дренажных устройств и разъемных соединений.

При проектировании трубопроводов топливного газа предусматриваются мероприятия (уклоны, воздушники, спускники, дренажи), позволяющие проводить опорожнение трубопроводов после испытаний и перед ремонтом.

Расстояния от надземных газопроводов в составе технологической эстакады до зданий, сооружений и прочих сетей инженерно-технического обеспечения приняты в соответствии с требованиями таблицы Б.1 СП 62.13330.2011* с учетом СП 18.13330. 2019 и СП 42.13330.2016, таблица 12.5.

В связи с тем, что трубопроводы топливного газа от подключения к существующей сети завода классифицируются как газопроводы системы газопотребления, в соответствии с «Правилами охраны газораспределительных сетей», утвержденных постановлением Правительства РФ от 20 ноября 2000 года № 878 охранная зона вдоль трассы наружного газопровода не назначается.

Маршрут прохождения трубопроводов топливного газа показан на листах NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.1-2601,2610-ГС,АК-0001 «Схема трубопроводов топливного газа и автоматизация» и NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.1-2601,2610-ГС-0002 «План прокладки трубопроводов топливного газа».

13 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ

Прокладка трубопроводов топливного газа предусматривается надземной по межцеховым эстакадам.

При данном способе прокладки не требуется выполнение специальных мероприятий, касающихся устройства электрохимической защиты стального газопровода от коррозии. Предусматриваются стандартные методы выполнения антикоррозионного покрытия, предотвращающие наружную коррозию поверхности труб.

14 СВЕДЕНИЯ О СРЕДСТВАХ ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ, ОБЪЕКТОВ ИХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И ЭЛЕКТРОПРИВОДА

Средства телемеханизации трубопроводов топливного газа не предусматриваются.

15 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ ПО КОНТРОЛЮ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ АВАРИЙ, СИСТЕМ ОПОВЕЩЕНИЯ И СВЯЗИ

15.1 Газопроводы

Проектные решения соответствуют инструкциям, ГОСТ, нормам и правилам и обеспечивают безопасную эксплуатацию зданий и сооружений при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий по охране труда, техники безопасности и взрыво-пожаробезопасности.

Основным направлением в обеспечении безопасного функционирования системы газоснабжения является система организационно-технических мероприятий, направленных, прежде всего, на предотвращение неконтролируемых утечек опасных веществ. Оснащение технологических установок контрольно-измерительными приборами позволяет осуществлять эффективный контроль за ходом процесса, состоянием оборудования, трубопроводов и механизмов.

Для обеспечения безопасности системы снабжения топливным газом технологических потребителей предусмотрено:

– правильный выбор расчетных давлений и материалов для оборудования, трубопроводов и арматуры;

– применение арматуры на трубопроводах с взрывопожароопасными средами класса герметичности не ниже «А» по ГОСТ 9544-2015 и повышенного быстродействия;

– применение быстродействующих, безынерционных приборов и датчиков;

– применение защиты оборудования от превышения давления предохранительными клапанами;

– применение системы контроля загазованности.

15.2 Печи нагрева масляного теплоносителя HF-6401, HF-7401

Печи нагрева масляного теплоносителя HF-6401, HF-7401 оснащены автоматикой безопасности и регулирования, отсечной и запорной арматурой в соответствии с требованиями действующих норм и правил.

Для аварийного отключения подачи газа отсечная арматура расположена не ближе 10 м от печи нагрева масляного теплоносителя.

Каждая печь нагрева масляного теплоносителя оборудована клапанами-отсекателями установленными на трубопроводах подачи топливного газа к основной горелке, а также клапаном-отсекателем на трубопроводе топливного газа к пилотной горелке.

Для предотвращения попадания горючей газовоздушной смеси в печь нагрева масляного теплоносителя во время аварии на технологической установке предусмотрена подача водяного пара на наружную паровую завесу.

На площадке установлены датчики ДВК на расстоянии не ближе 15 м от печей нагрева масляного теплоносителя и не далее 20 м друг от друга, обеспечивающие подачу предупредительного светозвукового сигнала при концентрации горючих газов 20 % и аварийного – при 50 % от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПР).

Выполнена автоматическая отсечка топливного газа к печам нагрева масляного теплоносителя при достижении 50 % НКПР с одновременной подачей пара в топку и включением паровой завесы. За 66 секунд до включения паровой завесы подается предупредительный звуковой сигнал, по которому обслуживающий персонал должен покинуть опасную зону подачи пара и принять другие необходимые меры безопасности.

Проектом предусмотрены необходимые контрольно-измерительные приборы, система сигнализации и защиты, а также фиксация и запоминание ИСУБ всех случаев загазованности от датчиков ДВК.

Проектом предусматривается автоматическая отсечка топливного газа к основным и пилотным горелкам клапанами-отсекателями по:

- понижение минимального расхода сырья через печь;
- повышению температуры сырья через печь;
- снижению давления сырья на выходе из печи;
- повышение температуры дымовых газов на выходе из камеры радиации;
- понижение содержания кислорода в дымовых газах;
- понижение давления дымовых газов на выходе из камеры радиации;
- понижении или повышении давления топливного газа перед пилотными горелками;
- прекращении пневмо- (электро-) питания КИПиА;
- понижения или повышения давления воздуха перед горелками;
- срабатывании датчиков ДВК при концентрации горючих веществ 50 % от НКПР вокруг печей нагрева масляного теплоносителя;
- погасании пламени пилотных горелок;
- погасании пламени основных горелок.

15.3 Факельное хозяйство. Факельная установка

Трубопроводы подачи топливного газа на факелы ВД и НД оснащены регулирующими клапанами, обеспечивающими регулирование расхода газа, направляемого на сжигание факельных сбросов.

Датчики расхода на газопроводах к каждому факелу предусматриваются с предупредительной сигнализацией при повышении и понижении расхода газа.

16 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОЗДАНИЮ АВАРИЙНОЙ СПАСАТЕЛЬНОЙ СЛУЖБЫ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Аварийно-спасательная служба предусматривается для предупреждения и предотвращения аварийных ситуаций на газопроводах и технологических установках, а в случае их возникновения - ликвидация последствий аварии.

На ПАО «Нижнекамскнефтехим» создан объединенный газоспасательный отряд ПАО «Нижнекамскнефтехим» (ОГСО).

Объединенный газоспасательный отряд состоит из трех газоспасательный отрядов (ГСО-3, ГСО-4, ГСО-5). Газоспасательные отряды состоят из четырех отделений, несущих круглосуточное дежурство (одновременно 3 отделения), группы профилактики (работают только в дневную смену) и лабораторий газоаналитических, основной задачей которых является контроль воздуха рабочей зоны. Оперативный состав - 69 человек. Персонал газоспасательных отрядов имеет необходимые аттестации и обучен действиям при возникновении аварийных ситуаций.

Газоспасательные отряды оснащены транспортными средствами и оборудованием для ведения газоспасательных работ в любое время суток.

17 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

17.1 Требования к инженерно-техническим решениям, влияющим на энергетическую эффективность зданий, строений и сооружений

Требования к инженерно-техническим решениям, влияющим на энергетическую эффективность зданий, строений и сооружений не устанавливаются, так как выработка тепловой или электрической энергии для систем отопления и вентиляции с использованием топливного газа в проекте не предусмотрена.

17.2 Требования к оборудованию и системам, позволяющие исключить нерациональный расход энергетических ресурсов

Для снижения расхода газа предусмотрены следующие решения:

- поддержание оптимального технологического процесса с помощью ИСУБ с использованием современной микропроцессорной техники и программного управления процессом, многоконтурных схем регулирования:

- применение высокоэффективных горелочных устройств;

- установка узлов учета газа;

- использование газообразных и жидкостных технологических отходов в качестве топлива для снижения потребления топливного газа.

17.3 Обоснование выбора инженерно-технических решений с целью обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности

В границах проектируемого участка сети газоснабжения отсутствуют здания, строения и сооружения к которым предъявляются требования в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности. Выработка тепловой или электрической энергии для систем отопления и вентиляции с использованием топливного газа в проекте не предусмотрена.

17.4 Требования оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов

В границах проектируемого участка сети газоснабжения отсутствуют здания, строения и сооружения к которым предъявляются требования в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности. Выработка тепловой или электрической энергии для систем отопления и вентиляции с использованием топливного газа в проекте не предусмотрена.

18 СВЕДЕНИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА, В ТОМ ЧИСЛЕ О ПОКАЗАТЕЛЯХ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ ГОДОВУЮ УДЕЛЬНУЮ ВЕЛИЧИНУ РАСХОДА ТОПЛИВА В ОБЪЕКТЕ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

В границах проектируемого участка сети газоснабжения отсутствуют здания, строения и сооружения к которым предъявляются требования в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности.

Годовое потребление топливного газа производством ПС-250 составляет 8560,0 тыс. нм^3/год, ОЗХ – 1243,92 тыс. нм^3/год.

Удельные расходные показатели энергетических ресурсов приведены исходя из работы производства ПС-250 8000 часов в год. Удельные расходы энергетических ресурсов для производства ПС-250 приведены в таблице 18.1

Таблица 18.1 – Удельные расходы энергетических ресурсов производства ПС-250

Наименование	Значение показателя	Единица измерения	Удельное годовое потребление
Удельное потребление топливного газа	8560000	нм^3/год	34,24 нм^3/т

19 СВЕДЕНИЯ О НОРМИРУЕМЫХ ПОКАЗАТЕЛЯХ УДЕЛЬНЫХ ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА И МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЕЛИЧИНАХ ОТКЛОНЕНИЙ ОТ ТАКИХ НОРМИРУЕМЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Нормируемые показатели удельных годовых расходов топлива и максимально допустимые величины их отклонений от таких нормируемых показателей не определены действующими нормативными документами для объектов – потребителей газа данного проекта.

20 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УЧЕТУ И КОНТРОЛЮ РАСХОДОВАНИЯ ИСПОЛЬЗУЕМОГО ТОПЛИВА

Для общего учета и контроля расхода топливного газа потребителями проектируемого объекта предусматривается узел технического учета, расположенный на трубопроводе топливного газа в границах титула 1401 (Товарно-сырьевой парк ЛВЖ и ГЖ с насосной).

Также учет и контроль топливного газа предусматривается у потребителей на трубопроводах газоснабжения в границах соответствующих титулов 3107, 2305.

Узлы учета топливного газа приведены в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ1.2, том 6.1.2, инв. № 00053422 и в NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ТХ2.2, том 6.2.2, инв. № 00053424.

Выработка тепловой или электрической энергии с использованием топливного газа в проекте не предусмотрена.

21 СПЕЦИФИКАЦИЯ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО К ПРИМЕНЕНИЮ ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗДЕЛИЙ, МАТЕРИАЛОВ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ТОПЛИВА, В ТОМ ЧИСЛЕ ОСНОВНЫЕ ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Разработка раздела в составе данного тома проектом не предусматривается.

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АРМ	-	автоматизированное рабочее место
АСОДУ	-	автоматизированная система оперативного диспетчерского управления
АСПСиПТ	-	автоматизированная система пожарной сигнализации и пожаротушения
АСУЭ	-	автоматизированная система управления электроснабжением
ГСС	-	газоспасательная служба
ИСУБ	-	интегрированная система управления и безопасности
КИП	-	контрольно-измерительные приборы
КИПиА	-	контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации
ЛСАУ	-	локальная система автоматизированного управления
ЛСУ	-	локальная система управления
НКПР	-	нижний концентрационный предел распространения пламени
ОВКВ	-	отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
ОЗХ	-	общезаводское хозяйство
ПАЗ	-	противоаварийная автоматическая защита
ПДК	-	предельно-допустимая концентрация
ПС	-	полистирол
ПТС	-	программно-технические средства
ПУЭ	-	правила устройства электроустановок
РСУ	-	распределенная система управления
СБП	-	система бесперебойного питания
СКЗ	-	система контроля загазованности
ССМД	-	стационарная система мониторинга динамического оборудования
СУУТП	-	система усовершенствованного управления технологическими процессами
УОУ	-	узел оперативного учета
УПБ (SIL)	-	уровень полноты безопасности (Safety Integrity Level)
УУПП	-	узел учета подакцизного продукта
ЭБСМ	-	этилбензол, стирол-мономер
IAMS	-	система управления активами предприятия
TCP/IP	-	набор сетевых протоколов передачи данных, используемых в сетях, включая сеть интернет (Transmission Control Protocol and Internet Protocol)

ТАБЛИЦЫ РАСЧЕТОВ ТОЛЩИН СТЕНОК ТРУБОПРОВОДОВ

Таблица А.1 – Перечень таблиц расчетов толщин стенок труб

Номер расчетной таблицы	Номинальное давление (класс давления)	Основной материал	Прибавка на коррозию	Расчетные условия $T_{расч}$ / $P_{расч}$	Материал бесшовных труб	Материал сварных труб	Код продукта - Продукт	Примечания
А.2	CL150	LTCS	2,5	-47 °C / CL150 38 °C / CL150	ASTM A333 Gr.6	-	FG - Топливный газ	
Примечание - LTCS - Low Temperature Carbon steel / Низкотемпературная углеродистая сталь.								

Таблица А.2 – Расчет толщин стенок труб

Класс трубопровода		CL150	P, МПа	1,84	[σ], МПа	138	Утонение бесшовных труб, % Утонение сварных труб, мм	12,5 -	Расчетный срок службы, лет	30

NPS	D, мм	Минимальная отбраковочная толщина, Smin, мм	Расчетная отбраковочная толщина, мм	Расчетная толщина стенки, SR, мм	Отбраковочная толщина, [S], мм	Минимальная расчетная толщина стенки по ГОСТ 32388-2013, мм	Номинальная толщина стенки, мм
3	88,9	2	1,19	0,59	2	4,5	4,78
4	114,3	2,5	1,51	0,76	2,5	5	6,02
6	168,3	2,5	2	1,11	2,5	5	7,11

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА ГАЗА

Публичное акционерное общество «Газпром»
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»

Адрес: 420073, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41, тел.: (843) 288-21-90, факс: (843) 288-20-29

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА ГАЗА

№ 120/10-1328 от 31 марта 2021 г. 116

1. Паспорт распространяется на объемы газа, поданного в общем потоке по газопроводу **«Миннибаево-Ижевск»** потребителям Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (ГРС).
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОКПД 2 06.20.10.110.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа **в марте месяце** в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
4. Место отбора проб газа: **ГРС-3 г. Нижнекамск.**
5. Значения показателей по п.п. 1-9 таблицы 1 определены в лаборатории ЭПУ «Нижнекамскгаз» (сектор 4 ИЛ) (Адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижнекамский муниципальный район, г. Нижнекамск, ул. Первопроходцев, 18, тел.: (8555)47-33-60, факс: (8555)30-47-02), в лаборатории ЭПУ «Альметьевскгаз» (сектор 2 ИЛ) (Адрес: 423450, Республика Татарстан, Альметьевский муниципальный район, г. Альметьевск, ул. Ризы Фахретдина, д. 55, тел.: (8553)45-12-63, факс: (8553)45-12-55).

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542-2014	Средне-месячный показатель
1.	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008 (метод Б)	не норм.	
1.1	метан				96,12
1.2	этан				2,12
1.3	пропан				0,63
1.4	изо-бутан				0,091
1.5	норм-бутан				0,088
1.6	нео-пентан				0,0010
1.7	изо-пентан				0,0147
1.8	норм-пентан				0,0103
1.9	гексаны + высш.углеводороды				0,0090
1.10	гелий				0,0120
1.11	водород				0,0013
1.12	кислород			не более 0,050	0,0061
1.13	азот			не норм.	0,72
1.14	диоксид углерода			не более 2,5	0,181
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м^3	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,18
		ккал/м^3		не менее 7600	8163
3.	Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях	МДж/м^3	ГОСТ 31369-2008	41,20-54,50	49,78
		ккал/м^3		9840-13020	11889
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м^3	ГОСТ 31369-2008	не норм.	0,6977
5.	Массовая концентрация сероводорода	г/м^3	ГОСТ 22387.2-2014 п.9	не более 0,02	<0,0010
6.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м^3	ГОСТ 22387.2-2014 п.12	не более 0,036	0,016
7.	Массовая концентрация механических примесей	г/м^3	ГОСТ 22387.4 -77	не более 0,001	<0,001
8.	Температура газа в точке отбора пробы	°С	—	не норм.	-5,6
9.	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014 п.7.2	не менее 3	3

П.п.1-4,8 паспорта оформлены на основании среднеарифметических значений результатов 4-х определений текущего месяца (протоколы № 4-14/Г, 2-26/Г, 2-30/Г, 4-16/Г), п.п.5-6 – на основании среднеарифметических значений результатов 2-х определений текущего месяца (протоколы № 4-6/СС, 4-8/СС), п.7 – на основании среднеарифметических значений результатов 2-х определений текущего месяца (протоколы № 4-6/МП, 4-8/МП), п.9 – на основании среднеарифметических значений результатов 3-х определений текущего месяца (протоколы № 4-14/Г, 4-5/ИЗ, 4-16/Г).

Начальник ОФХИ-ЦХАЛ, руководитель ИЛ **А.Ф. Гилазова**

Паспорт качества газа не может быть воспроизведён не в полном объёме без письменного разрешения лаборатории

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

– Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»;

– Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;

– Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

– Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

– Федеральный закон Российской Федерации от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;

– Постановление правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованию к их содержанию»;

– Постановление Правительства РФ от 31.10.2009 № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации»;

– Постановление Правительства РФ от 29.10.2010 № 870 «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления»;

– Постановление Правительства РФ от 17.05.2002 № 317 «Об утверждении Правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации»;

– Постановление Правительства РФ от 20.11.2000 № 878 «Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей»;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утверждены приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 531;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 533;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 536;

– Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»;

– Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»;

– Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;

– Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;

– Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;

– Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержденный Постановлением Правительства РФ от 29.10.2010 г. № 870;

– ГОСТ 8.417-2024 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Единицы величин;

– ГОСТ 12.2.063-2015 Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности;

– ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов;

– ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP);

– ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;

– ГОСТ 17433-80 (СТ СЭВ 1704-79) Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности;

– ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности;

– ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования;

– ГОСТ Р МЭК 61508-1-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 1. Общие требования;

– ГОСТ Р МЭК 61508-2-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 2. Требования к системам;

– ГОСТ IEC 61508-3-2018 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 3. Требования к программному обеспечению;

– ГОСТ Р МЭК 61508-4-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных связанных с безопасностью. Часть 4. Термины и определения;

– ГОСТ Р МЭК 61508-5-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 5. Рекомендации по применению методов определения уровней полноты безопасности;

– ГОСТ Р МЭК 61508-6-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 6. Руководство по применению ГОСТ Р МЭК 61508-2 и ГОСТ Р МЭК 61508-3;

– ГОСТ Р МЭК 61508-7-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 7. Методы и средства;

– ГОСТ Р МЭК 61511-1-2018 Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 1. Термины, определения и технические требования;

– ГОСТ Р МЭК 61511-2-2018 Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 2. Руководство по применению МЭК 61511-1;

– ГОСТ Р МЭК 61511-3-2018 Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 3. Руководство по определению требуемых уровней полноты безопасности;

– ГОСТ Р МЭК 62061-2015 Безопасность оборудования. Функциональная безопасность систем управления электрических, электронных и программируемых электронных, связанных с безопасностью;

– ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования;

– ГОСТ IEC 60079-14-2013 Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок;

– ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок);

– ГОСТ IEC 60079-29-2-2013 Взрывоопасные среды. Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода;

– ГОСТ IEC 60079-29-3-2013 Взрывоопасные среды. Часть 29-3. Газоанализаторы. Руководство по функциональной безопасности стационарных газоаналитических систем;

– ГОСТ 31610.10-1-2022 (IEC 60079-10-1:2020) Взрывоопасные среды. Часть 10-1. Классификация зон. Взрывоопасные газовые среды;

– ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017) Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные;

– ГОСТ 31610.10-2-2017/IEC 60079-10-2:2015 Взрывоопасные среды. Часть 10-2. Классификация зон. Взрывоопасные пылевые среды;

– ПУЭ Правила устройства электроустановок. Шестое издание. Дополненное с исправлениями;

– ПУЭ Правила устройства электроустановок. Седьмое издание;

– СП 3.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности;

– СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85;

– СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб;

– СП 42-102-2004 Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб;

– СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003;

– СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002;

– СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85;

– СП 77.13330.2016 Системы автоматизации. Актуализированная версия СНиП 3.05.07-85;

– СП 89.13330.2016 Котельные установки. Актуализированная СНиП П-35-76;

– СП 131.13330.2020 Строительная климатология СНиП 23-01-99*;

– СП 423.1325800.2018 Электроустановки низковольтные зданий и сооружений. Правила проектирования во взрывоопасных зонах;

– СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы;

– СТО 11233753-001-2006* Системы автоматизации. Монтаж и наладка. (Издание 2-е, с изменениями и дополнениями) (с поправкой);

– СТО 51246464-001-2008 Системы автоматизации технологических процессов. Проектирование трубных проводок.

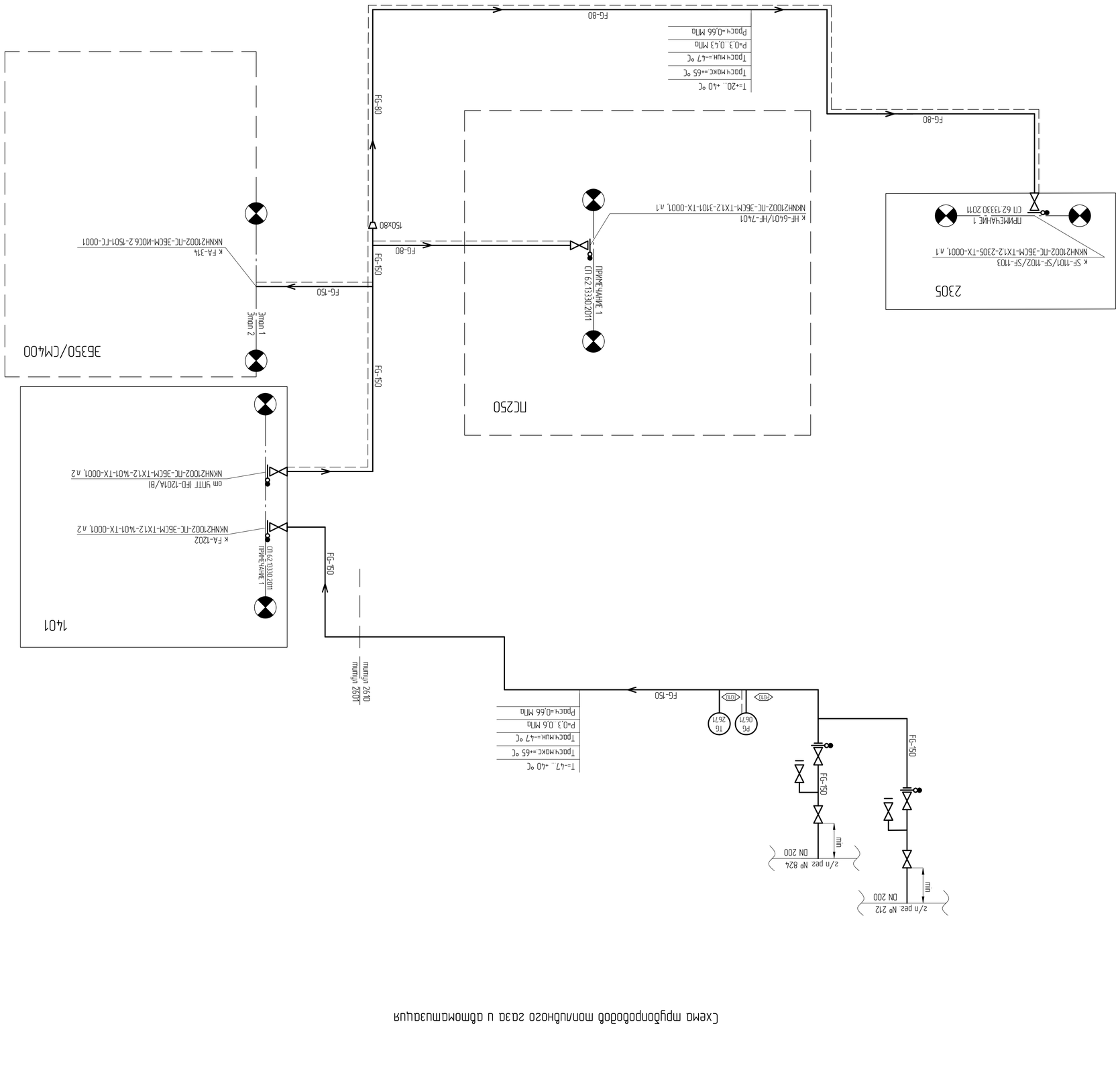
СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Выполненный раздел текстовой части	Отдел, должность, И.О. Фамилия	Подпись Дата
	Теплогазоснабжение	
Разделы 1, 3…5, 7…9, 11, 14…21	Гл. спец. А.С. Марченко	
Подраздел 2.1, 6.1, Приложение Б	Эксперт Т.С. Кочаткова	
	Автоматизация (КиА)	
Подразделы 6.2…6.15	Гл. спец. Н.О. Сураева	
	Изоляция и электрообогрев	
Раздел 10	Рук. сектора В.В. Малев	
	Монтажное проектирование	
Разделы 12, 13	Гл. спец. Е.Р. Апанаева	
Подраздел 2.2	Рук. гр. А.В. Филиппова	
Приложение А	Эксперт. Е.В. Полионный	
	Промышленная и пожарная безопасность	
Подраздел 6.1.3, 15.2	Гл. спец. Р.Г. Кучеров	

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	изме-ненных	заме-ненных	новых	аннули-рованных				

Схема трубопроводов монтажного газа и обмотки газа



Экспликация задвижек и соорудкений

Номер на плане	Наименование	Координаты кодировка семку
1401	Тобарно-сыворотной парк /ВЖ и ГЖ с насосной	
2305	Фуквальное хозяйство Площадка фуквальных сепараторов	
3101	Узел предохранения шкимы	

Экспликация трубопроводов

Обозначение	Наименование
FG	Трубопровод магистрального газа высокого давления

Условные обозначения

- проектируемые сети газоснабжения
- существующие сети газоснабжения
- запорная арматура ручная
- Диаметр трубопровода
- обозначение продукта в трубопроводе
- FG-150
- газовые приборы
- газовые проводимости
- обогрев трубопровода
- заглушка

В газовых технологических цехах трубопроводы газоснабжения проектируются как технологические

| | | |

Условные обозначения линий КИПиА

- Линия КИП для технологического соединения
- Импульсный трубопровод КИП с обогревом
- Линия передачи электрических сигналов
- Пневматическая сигнальная линия
- Внутрисистемная программная / интерфейсная связь
- Программная / интерфейсная связь со сторонними системами
- Капиллярная трубка
- Гидравлическая сигнальная линия
- Направленные электромагнитные или ультразвуковые сигналы
- Не направленные электромагнитные или звуковые сигналы

Обозначение приводов клапанов

- Клапан регулирующий с пневмоприводом ⑧
- Ручной дублер ⑨
- Запорная арматура с пневмоприводом
- S — Соленоидный клапан
- M — Привод с электродвигателем
- H — Гидравлический привод

Вид действия приводной арматуры (XX):
- FO – При отказе открывается
- FC – При отказе закрывается
- FL – При отказе сохраняется последнее положение

Регуляторы прямого действия

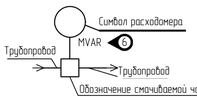
- Регулятор давления прямого действия «после себя»
- Регулятор давления прямого действия «до себя»
- Регулятор давления прямого действия с внешним отбором проб «после себя»
- Регулятор давления прямого действия с внешним отбором проб «до себя»

Прочие обозначения

- ⑩ – ссылка на примечание (xx – номер примечания поворот указателя при необходимости)

Обозначение прочих КИП и А

Расходомеры



Условные обозначения смачиваемой части расходомера

- Общее обозначение расходомера
- Измерительная диафрагма
- Быстросъёмная измерительная диафрагма
- Труба/сопло Вентури
- Измерительная диафрагма интегрального исполнения
- Трубка Пито
- Усредняющая трубка Пито
- Турбинный расходомер
- Вихревой расходомер
- M — Электромагнитный расходомер
- Термомассовый расходомер
- Ротационный расходомер
- Ультразвуковой расходомер
- Ротаметр
- Массовый расходомер
- Устройство выравнивания потоков

Уровнемеры

- DP = Differential pressure – По перепаду давления
- MAG = Magnetic – Магнитный
- RAD = Radar – Радарный
- GWR = Guided wave radar – Волноводный радарный
- DISP = Displacer – Буйковый
- FL = Floater – Поплавковый
- GAM = Gamma ray – Гамма-излучение
- ULTRA = Ultrasonic – Ультразвуковой
- TUN = Tuning fork – Вибрационный
- CAP = Capacitive – Емкостный
- BUB = Piezometrical (bubbler) – Пьезометрический (барботажный)

Датчики вибрации

- ACC – Датчик виброускорения
- VEL – Датчик виброскорости
- PROX – Датчик виброперемещения

Дополнительные устройства

- Разделительная мембрана

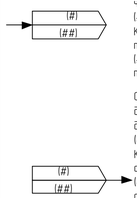
Электроаппараты

- Пуск/Стоп
- Открыть/Закрыть
- Рабочий/Резервный
- Местный/дистанционный/автоматический

Анализаторы

- pH = pH Analyzer – pH анализатор
- GC = Chromatography – Хроматография
- RES = Resistivity – Сопротивление
- H_2 – HC = H_2 – HC Analyzer – H_2 – HC анализатор
- H_2S = H_2S Analyzer – H S анализатор
- O_2 = Oxygen analyzer – Анализатор кислорода
- COND = Conductivity – Проводимость
- CO = Carbon Monooxyde – Монооксид углерода
- CO_2 = Carbon Dioxyde – Диоксид углерода
- NO_x = Nitrogen oxides – Оксиды азота
- CH_3-OH = Methanol – Метанол
- CC = Crack Corrosion – Коррозионное растрескивание
- C_2H_2 = Acethylene – Ацетилен
- MAPD = Methylacethylene Propadiene – Метилацетилен Пропадиен
- MA = Methylacethylene – Метилацетилен
- PD = Propadiene – Пропадиен
- COS = Carbon oxide sulphide – Сероокись углерода
- C_1/C_4 = C_1/C_4 hydrocarbons – Углеводороды C_1/C_4
- C_5, = C_5 hydrocarbons – Углеводороды C_5,
- IC_4H_{10} = I-Butane – Изо-бутан
- IC_5H_{12} = I-Pentane – Изо-пентан
- C_4H_8 = Butene-1 – Бутен-1
- C_6-C_8 = C_6-C_8 hydrocarbons – Углеводороды C_6-C_8
- C_6H_{12} = Hexene-1 – Гексен-1
- STYRENE = Styrene – Стирол
- TOC = Total organic carbon - Общее число органического углерода
- CL = Chlorine – Хлор
- HC = Hydrocarbon - Углеводород
- CH_4 = Methane - Метан
- C_2H_6 = Ethane - Этан
- C_2H_4 = Ethylene - Этилен
- C_3H_8 = Propane - Пропан
- C_3H_6 = Propylene - Пропилен
- H_2 = Hydrogen - Водород
- H_2O= Water - Вода
- N_2 = Nitrogen – Азот
- RSH = Mercaptans - Меркаптаны

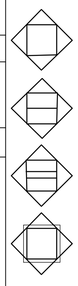
Символы переноса линий функциональных связей КИП и А



Символ перехода сигнала с данного чертежа/листа на другой чертеж/лист
(#) – позиция КИПиА/ЭРА/функции, принимающей сигнал
(##) – номер чертежа или листа, принимающего сигнал

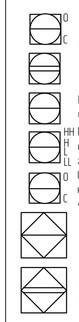
Символ перехода сигнала с другого чертежа/листа на данный чертеж/лист
(#) – позиция КИПиА/ЭРА/функции, отправляющей сигнал
(##) – номер чертежа или листа, отправляющего сигнал

Приборы, электроаппараты контуров защит системы ПАЗ



- Прибор, устройство ПАЗ, установленные по месту
- Прибор, электроаппарат ПАЗ, установленный на щите/пульте
- Прибор ПАЗ, установленный на местном щите/пульте поставляемом комплектно с оборудованием
- Прибор, устройство ПАЗ, установленное по месту в обогреваемом шкафу/термохеле

Программные функции РСУ, ПАЗ и ЛСУ



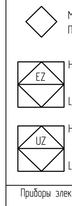
- Программная функция контроля и управления на АРМ / обзорном экране (доступна для оператора)
- Программная функция контроля и оперативного управления локальной системы управления (ЛСУ)
- Программные функции РСУ (без доступа оператора на АРМ) ③
- Пороги предупредительных и предаварийных сигнализаций указываются вне графического символа функции
- Сигналы РСУ, отражающие положение конечных выключателей «открыт» (O) и «закрыт» (C)
- Программная функция защит не доступная оператору АРМ
- Программная функция защиты системы ПАЗ локальной системы управления (ЛСУ)

Сокращения

- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
- КИП – контрольно-измерительные приборы и автоматика
- АРМ – автоматизированное рабочее место
- РСУ – распределенная система управления
- ПАЗ – противоаварийная автоматическая защита
- МСС – щит станции управления (ЩСУ)
- НТД РФ – нормативно-техническая документация Российской Федерации
- ЖК индикатор – жидкокристаллический индикатор
- SCS – система подготовки проб
- SPCS – система предварительной подготовки проб
- VSD – двигатель с частотным преобразователем
- TCP – тиристорная панель управления

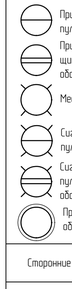
Графические символы КИП и А

Символы и идентификация защит



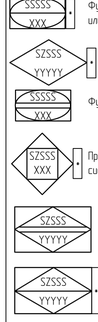
- Многошаговая автоматическая функция РСУ, ПАЗ
- HH/O, LL/C — ④ Блокировка ПАЗ
- H/O, L/C — ④ Блокировка РСУ

Приборы электроаппараты участвующие в управлении процессом и первичные показывающие приборы



- Прибор, устройство, установленные по месту
- Прибор, аппарат, установленный на щите/пульте
- Прибор, электроаппарат, установленные на щите/пульте, поставляемом комплектно с оборудованием
- Местная сигнальная лампа, световой индикатор
- Сигнальная лампа, установленная на щите/пульте
- Сигнальная лампа, установленная на щите/пульте, поставляемом комплектно с оборудованием
- Прибор, устройство, установленное по месту в обогреваемом шкафу/термохеле

Сторонние автоматизированные системы и их элементы



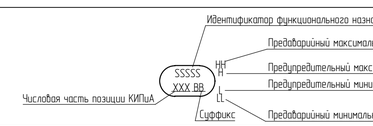
- Прибор участвующий в управлении процессом в сторонней системе
- Функции контроля и управления процессом или оборудованием в сторонней системе
- Многошаговая логика в сторонней системе
- Функция контроля и управления в ЛСУ
- Прибор, участвующий в защитах в сторонней системе
- Функция защит в ЛСУ
- Функция защит в сторонней системе

Вместо «•» указывается ⑦
- СКЗ – система контроля загазованности
- АСПСиПТ – автоматизированная система пожарной сигнализации и пожаротушения
- ССМД – стационарной системой мониторинга динамического оборудования
- АСОДУ – автоматизированной системой оперативного диспетчерского управления

Обозначение типового контура КИП и А

- XXX – номер типового контура КИП и А
- XXXn – Прибор типового контура КИП и А размещается в обогреваемом шкафу/термохеле
- XXXi – Прибор типового контура КИП и А с ЖК индикатором

Позиция КИП и А на технологической схеме и схеме автоматизации



Формирование позиции КИП и А

Позиция КИП и А

Обозначение позиции КИПиА принято в соответствии с процедурой NKNH21002-0000-210.000-ПР-0001 «Идентификация оборудования, арматуры и трубопроводов»
0001.2024-AAAA-I-SSSSS-XXXBB
0001.2024-AAAA-I – постоянная часть позиции КИПиА для данного титула (на схемах не отображается)
0001.2024 – номер договора
AAAA – номер титула
I – код типа элемента (оборудование КИПиА)
SSSSS – код функционального назначения КИПиА (по таблице Буквенные условные обозначения)
XXX – числовая часть позиции КИПиА

формирование числовой позиции для КИПиА объектов ОЗХ:
MMNNNN, где
MM – номер поставщика (число в диапазоне 01-99)
NNNN – порядковый номер позиции КИПиА (число в диапазоне 0001-9999)

формирование числовой позиции для КИПиА производства ЭБСМ:
MMZNN, где
MM – номер поставщика (число в диапазоне 01-99)
Z – идентификационный номер зоны (согласно концепции Lumnus от 1 до 6)
NN – порядковый номер позиции КИПиА (число в диапазоне 01-99)

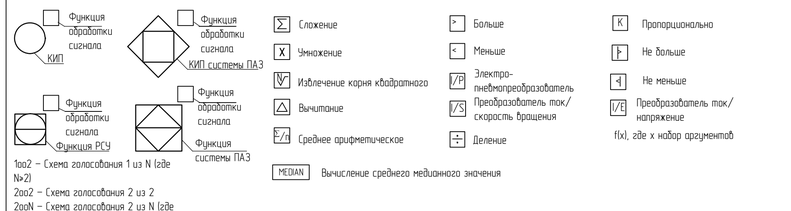
формирование числовой позиции для КИПиА производства ПС:
ZZNNN, где
ZZ – идентификационный номер зоны (согласно концепции Ruihua/Sinopec от 60 до 67 и от 72 до 75, либо 00 для новых тегов)
NNN – порядковый номер позиции КИПиА (число в диапазоне 001-999)
BB – суффикс (буквенный индекс), одна или две буквы

Условные обозначения. Общие символы КИП и А

Буквенные условные обозначения

Измеряемая величина			Функциональный признак прибора		
Основное обозначение измеряемой величины		Дополнительное обозначение	Отображение информации	Формирование выходного сигнала	Дополнительное значение
A	Анализ, величина, характеризующая состав, концентрацию и т.п.	–	Сигнализация	–	–
B	Пламя, горение	–	–	–	–
C	–	–	–	Регулирование	Закрыт/закрыть
D	Плотность	Разность, перепад	–	–	Отключение от заданной измеряемой величины
E	Напряжение электрическое	–	Чувствительный элемент/ подготовка пробы	–	–
F	Расход	Соотношение, доля, дробь	Признак принадлежности к АСПС и ПТ	–	–
G	Обнаружение загазованности	–	Первичный показывающий прибор	–	–
H	Ручное воздействие	–	–	–	Верхний предел измеряемой величины
I	Ток электрический	–	Индикация/вторичный показывающий прибор	–	–
J	Мощность	–	Автоматическое переключение, обегание	–	–
K	Время, временная программа	–	–	Станция управления	–
L	Уровень	–	–	–	Нижний предел измеряемой величины
M	Управление вращающимся оборудованием	–	–	–	Средняя величина/ промежуточное положение
N	Управление электронагревателем	–	–	–	–
O	Мутность	–	–	–	Открыт/открыть
P	Давление, вакуум	–	Отбор пробы	–	–
Q	Количество	Интегрирование, суммирование по времени	–	–	–
R	Радиоактивность и прочие виды излучения (световое, лазерное и т.п.)	–	Регистрация	–	Запущен/пуск
S	Скорость, частота	–	–	Включение, отключение, переключение	Остановлен/стоп
T	Температура	–	–	Трансмиттер (датчик с непрерывным выходным сигналом)	–
U	Несколько разнородных измеряемых величин (многопараметрический)	–	Многофункциональный	Многофункциональный	–
V	Вибрация	–	–	–	Клапан, заслонка, жалюзи, арматура
W	Вес, сила, масса	–	Гильза, отбор	–	–
X	Управление арматурой, жалюзи	Ось X	–	–	–
Y	Событие, состояние, логика	Ось Y	–	Вспомогательные устройства, преобразование, вычисление	–
Z	Положение, размер, перемещение	Система инструментальной безопасности (система ПАЗ), Ось Z	–	–	–

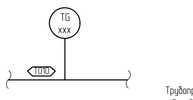
Обозначения функций



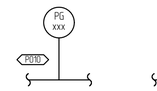
1oo2 – Схема голосования 1 из N (где N>2)
2oo2 – Схема голосования 2 из 2
2ooN – Схема голосования 2 из N (где N>3)

f(x), где x набор аргументов

Типовой контур T010 – Контроль температуры по месту



Типовой контур P010 – Контроль давления по месту



1. На символе блокировки, показанной возле источника сигнала, указывается порог срабатывания блокировки (HH/H/LL/L). На символе блокировки, показанной возле исполнительного механизма, указывается действие блокировки на исполнительный механизм (O/C/R/S). На технологической схеме и схеме автоматизации указывается только то действие (действия), которое совершается при активации блокировки.
2. Может быть xE, xT, xS или xIT со встроенным преобразователем.
3. Обозначения функций программного обеспечения, которые используются в вычислениях.
4. На технологической схеме и схеме автоматизации указывается только то действие (действия), которое совершается при активации блокировки (программной функции).
5. Дополняется при необходимости.
6. Применяется только для многопараметрических расходомеров (Multivariable Flow Meter), у которых уже в измерительной головке выполняется приведение расхода газа к стандартным условиям на основе данных по давлению и/или температуре получаемых от соответствующих сенсоров, встроенных в конструктив расходомера.
7. Перечень сторонних автоматизированных систем контроля, управления и защит может расширяться по мере необходимости используя указанные символы.
8. Диаметр трубопровода на байпасе регулирующих клапанов определить на стадии рабочего проектирования
9. На арматуре ,управляемой из ПАЗ, а также для арматуры, управляемой из РСУ по блокировкам UZ, ручные дублеры применяются только для нужд пуско-наладки и должны быть демонтированы с конструктива арматуры при ее передаче в промышленную эксплуатацию. Необходимость ручного дублера уточняется на Р.П.

											NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.1-2601,2610-ГС.АК-0003
											«Строительство производства этилбензола мощностью 350 тыс. тонн в год и производства стирола мощностью 400 тыс. тонн в год». «Строительство производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год и Строительство общецехового хозяйства для производства полистирола мощностью 250 тыс. тонн в год и производства этилбензола мощностью 350 тыс. тонн в год и производства стирола мощностью 400 тыс. тонн в год»
Изм	Кол.уч	Лист	N°док.	Подпись	Дата						
Разраб		Декусарова				Межцеховые комбинированные эстакады за границами установок. Межцеховые комбинированные эстакады		Стадия	Лист	Листов	
Рук. гр.		Бошук						П		1	
Гл. спец		Сурваева				Общие объекты. Условные обозначения		СИБУР НОВЫЕ РЕСУРСЫ			
Н. контр											
ГИП		Вавилов									

Взам. инв. N°

Подп. и дата

Инв. N° подл. 00054461

NKNH21002-ПС-ЭБСМ-ИОС6.1-2601,2610-ГС.АК-0003_0_0_RU.pdf

Формат А1