Министерство энергетики Республики Беларусь

Государственное производственное объединение
по топливу и газификации
«БЕЛТОПГАЗ»

Проектное научно-исследовательское республиканское
унитарное предприятие
«НИИ БЕЛГИПРОТОПГАЗ»

Объект: **Реконструкция газопровода-отвода и ГРС «Жодино»**

шифр: **5.5-19.490-ТЧДЗ**

СТРОИТЕЛЬНЫЙ ПРОЕКТ

Проектная документация.
Техническая часть документации о закупке открытого запроса
предложений на этапе проектирования по предварительному
выбору поставщика

Минск 2021

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

Министерство энергетики Республики Беларусь

Государственное производственное объединение
по топливу и газификации
«БЕЛТОПГАЗ»

Проектное научно-исследовательское республиканское
унитарное предприятие
«НИИ БЕЛГИПРОТОПГАЗ»

Объект: **Реконструкция газопровода-отвода и ГРС «Жодино»**

шифр: **5.5-19.490-ТЧДЗ**

СТРОИТЕЛЬНЫЙ ПРОЕКТ

Проектная документация.
Техническая часть документации о закупке открытого запроса
предложений на этапе проектирования по предварительному
выбору поставщика

Директор предприятия Ю.В. Черота

Главный инженер проекта О.Н. Пигальская

Изм.	Изме-нённых	Заме-нённых	Новых	Анну-лиро-ванных	Всего листов (стр.) в док.	Номер доку-мента	Подпись	Дата
	Номера листов (страниц)							
Таблица регистрации изменений								

Минск 2021

Взаим.инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл.

Содержание

1 Описание объекта проектирования 4
1.1 Свойства транспортируемого природного газа 4
1.2 Основные технологические решения 5
1.2.1 Технологическая схема 5
2 Заказ на поставку продукции 8
2.1 Общие требования к условиям поставки 8
2.1.1 Требования к упаковке 8
2.1.2 Требования к маркировке 9
2.1.3 Требования к транспортировке и хранению 10
2.1.4 Требования к дополнительным услугам 11
2.1.5 Требования к сроку и условиям гарантийного и послегарантийного обслуживания 11
2.1.6 Требования к комплекту запасных частей 12
2.1.7 Требования к комплекту расходных материалов 12
2.1.8 Требования к документации 12
2.1.9 Иные требования 14
2.1.10 Обучающие материалы 14
2.2 Перечень и объемы закупаемой продукции 16
2.3 Требования к сроку поставки 16
2.4 Условия поставки (базис поставки) продукции 16
2.5 Место поставки продукции 16
2.6 Приемка ГРС 17
3 Технические требования к продукции 19
3.1 Общие требования 19
3.1.1 Требования к соответствию стандартам и нормативным документам 19
3.1.2 Требования к сертификации 21
3.1.3 Требования к контролю качества и приемке 23
3.2 Технические требования 23
3.2.1 Требования к основным параметрам 23
3.2.2 Требования к условиям эксплуатации 25
3.2.3 Требования к конструкции и комплектации 25
3.2.4 Требования к узлу переключения 35
3.2.5 Требования к узлу очистки газа 37
3.2.6 Требования к узлу предотвращения гидратообразования 39
3.2.7 Требования к узлу редуцирования газа 40
3.2.8 Требования к узлу измерения расхода газа 42
3.2.9 Требования к узлу одоризации газа 47
3.2.10 Требования к узлу отбора газа на собственные нужды 50

3.2.11 Требования к организации измерений физико-химических показателей газа 51
3.2.11.1.1 Требования к узлу подготовки импульсного газа 52
3.2.12 Требования к блоку котельной 52
3.2.13 Требования к системе автоматического управления АГРС 54
3.2.14 Требования к контрольно-измерительным приборам 69
3.2.15 Требования к системе пожарной автоматики и контроля загазованности 70
3.2.16 Требования к запорной арматуре 73
3.2.17 Требования к системе электроснабжения (электрооборудования, электроосвещения) 74
3.2.18 Требования к системе молниезащиты и заземления 79
3.2.19 Требования к системам отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха 80
3.2.20 Требования к системе защиты от коррозии 82
3.2.21 Электрохимическая защита 83
3.2.22 Требования безопасности и охрана окружающей среды 83
3.2.23 Требования к окраске блоков и оборудования АГРС 84
3.2.24 Требования к конструктивному исполнению блоков АГРС 84
3.2.25 Метрологическое обеспечение 87
3.2.26 Обеспечение информационной безопасности 89
3.2.27 Требования к комплексу инженерно-технических средств охраны 89
3.2.28 Требования к технологической связи 89
3.2.29 Требования к уровню шума от оборудования 89
4 Нормативные ссылки 90
Приложение 1 Перечень основных параметров оценки предлагаемой продукции (характеристики, показатели и пр.) 96
Приложение 2 Перечень исходных данных для выполнения проекта привязки автоматической газораспределительной станции (АГРС «Жодино») 97
Приложение 3 Предварительный перечень технологического оборудования автоматической газораспределительной станции (АГРС «Жодино») 99
Приложение 4 Алгоритмы САУ 107
Приложение 5 Предварительный перечень параметров, передаваемых на различные уровни управления 117
Приложение 6. Предлагаемая электрическая однолинейная схема электроснабжения блочной ГРС (АГРС «Жодино») 135
Таблица регистрации изменений 136

1 Описание объекта проектирования

1.1 Свойства транспортируемого природного газа

Свойства транспортируемого природного газа приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Свойства транспортируемого природного газа

Наименование ФХП, ед. измерений	Значение
1 Компонентный состав, молярная доля, %	
Метан	не менее 90
Этан	не более 7
Пропан	не более 3
Бутаны	не более 2
Пентаны и др. более тяжелые углеводороды	не более 1
Азот	не более 5
Кислород	не более 0,05*
Диоксид углерода	не более 2
2 Массовая концентрация сероводорода, мг/м^3	не более 6
3 Массовая концентрация меркаптановой серы, мг/м^3	не более 20
4 Температура точки росы по влаге при абсолютном давлении 3,92 МПа, °С (возможно наличие капельной влаги!	не выше минус 8
5 Теплота сгорания низшая при 20 °С.и 101,325 кПа, МДж/м^3 (ккал/м^3)	не менее 31,8 (7600)
* - для кислорода устанавливается значение «не более 0,05 мол. доля, ***%»*** в соответствии с требованиями ГОСТ 5542-2014. Примечание - Возможно наличие в поступающем на вход АГРС природном газе механических примесей (песок, инородные тела, конденсат, масло и др.).	

1.2 Основные технологические решения

1.2.1 Технологическая схема

Автоматическая газораспределительная станция (АГРС) предназначена для подачи газа потребителям города Жодино и Смолевичского района расположенных в Минской области, в заданном объёме с определённым давлением, необходимой степенью очистки, одоризации и учётом количества газа.

На АГРС осуществляются следующие основные технологические процессы:

- очистка газа от твёрдых и жидких примесей;
- подогрев газа;
- снижение давления газа (редуцирование);
- учет газа;
- одоризация газа.

Основное назначение АГРС — снижение давления газа и поддержание его на заданном уровне.

Основные узлы АГРС:

- переключения;
- очистки газа от механических примесей и капельной жидкости;
- предотвращения гидратообразования;
- редуцирования газа;
- измерение расхода газа;
- одоризации газа;
- отбор газа на собственные нужды.

Основные системы АГРС:

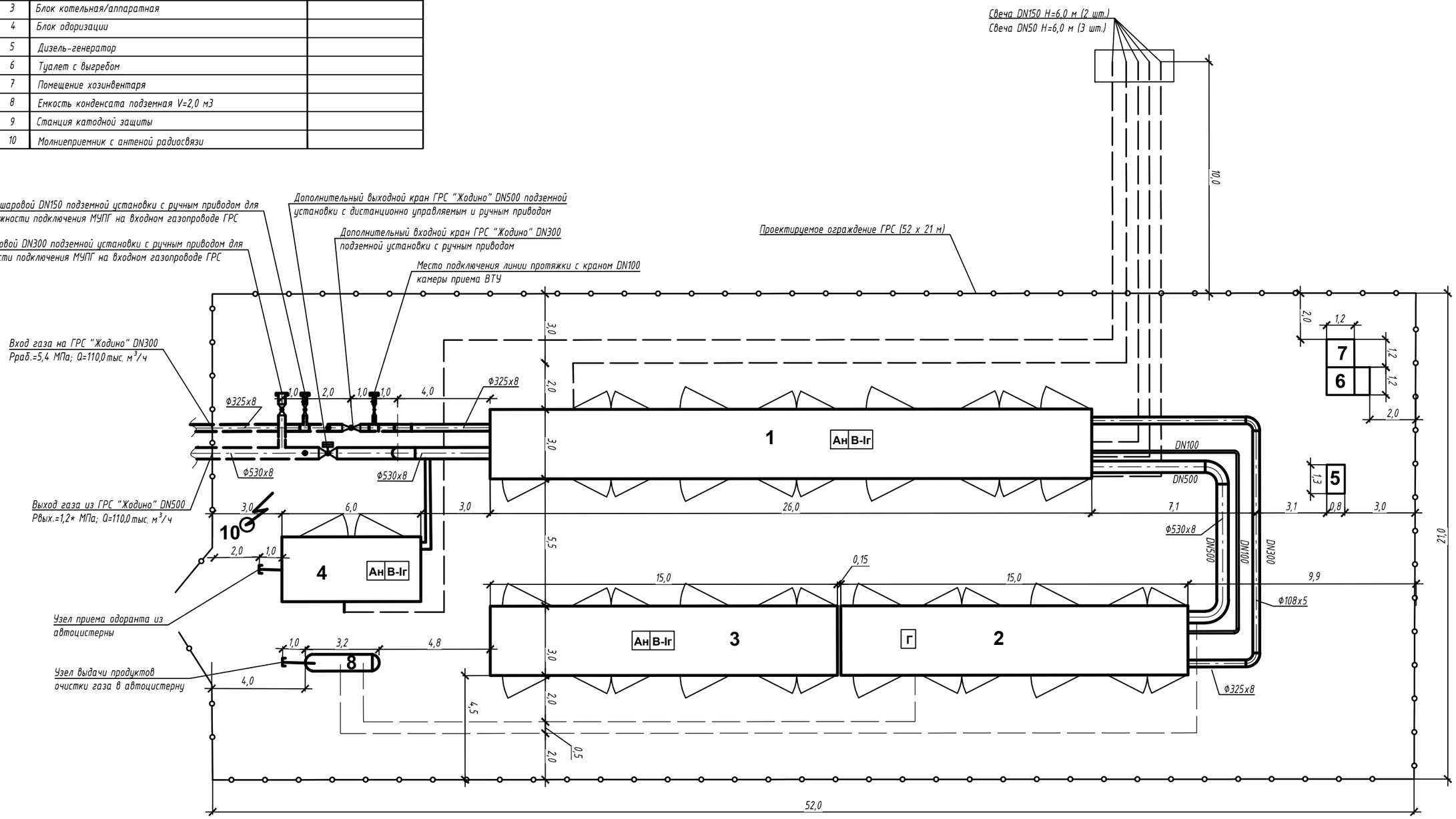
- автоматического управления;
- электроснабжения;
- связи и телемеханики;
- защиты от коррозии;
- отопление и вентиляция, кондиционирования воздуха;
- контроля загазованности;
- молниезащиты;
- заземления;
- охранной и пожарной сигнализации.

Укрупненная (приблизительная) технологическая схема АГРС и план расположения технологических установок (блоков) на площадке ГРС смотри рисунок 1, рисунок 2.

Рис.2 План расположения технологических установок на площадке ГРС

Экспликация зданий и сооружений

Номер по ген-плану	Наименование	Примечание
1	Блок переключения	
2	Блок технологический	
3	Блок котельная/аппаратная	
4	Блок одоризации	
5	Дизель-генератор	
6	Туалет с выгребом	
7	Помещение хозинвентаря	
8	Емкость конденсата подземная V=2,0 м3	
9	Станция катодной защиты	
10	Молниеприемник с антеной радиосвязи	



Изм.	Колич.	Лист	Nдок.	Подпись	Дата

5.5-19.490-ТЧДЗ

Лист 5

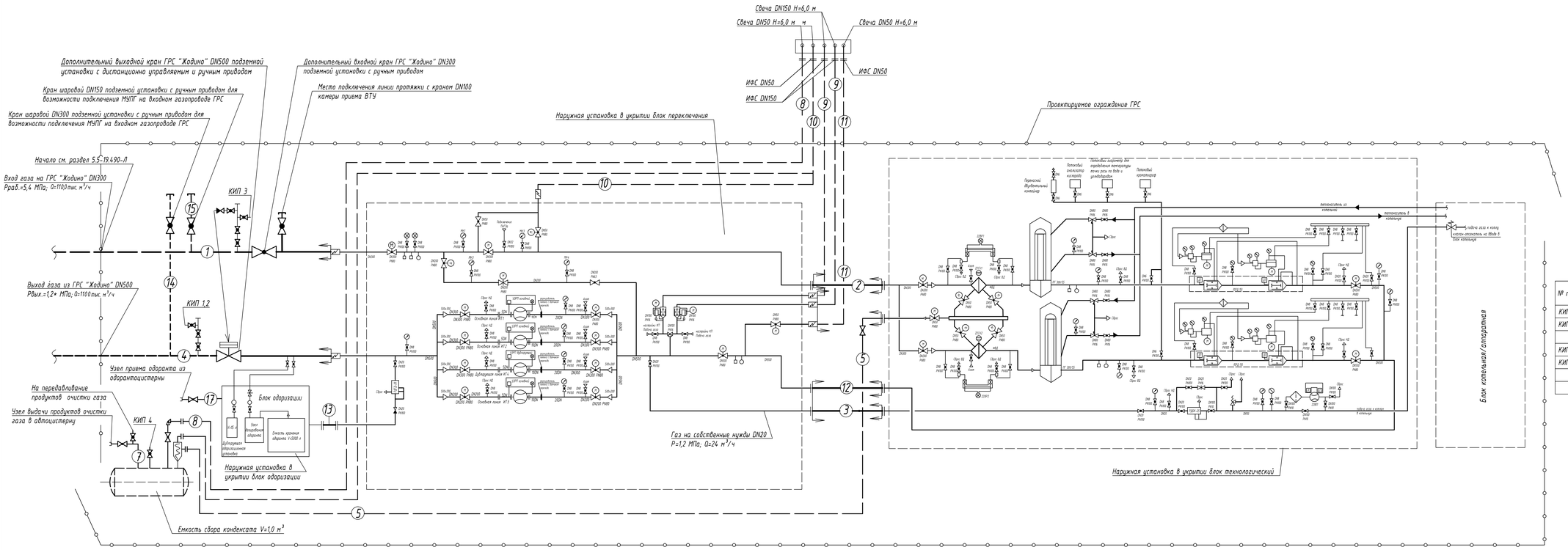
Согласовано:

Взам. инв.N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Технологическая схема ГРС "Жодино"



Экспликация трубопроводов

№ поз.	Наименование	DN, мм	Ед. изм
1	Вход газа на ГРС	300	В
2	Газ после блок-бокса переключения	300	В
3	Газ после технологического блок-бокса (отсека редуцирования)	500	В
4	Выход газа из ГРС	500	В
5	Конденсат от фильтров-сепараторов	50	В
7	Конденсат на выдачу	50	В
8	Сброс газа с емкости сбора конденсата	50	В
9	Сброс газа с предохранительных клапанов	150	В
10	Сброс газа на входе ГРС	50	В
11	Сброс газа с выхода ГРС	50	В
12	Газ в блок-бокс технологический к блоку котельная	100	В
13	Одорант в блок-бокс переключения к выходному газопроводу	32	В
14	Газопровод для возможности подключения МУПГ на входном газопроводе ГРС	200	В
15	Газопровод для возможности подключения МУПГ на выходном газопроводе ГРС	300	В

Таблица КИПиА

№ поз.	Назначение закладной конструкции	Кол.	Тип закладной конструкции
КИП 1	Давление газа (показывающий)	1	Рвых.=1,2–0,6 МПа
КИП 2	Давление газа на выходе дополнительного выходного крана,	1	Рвых.=1,2–0,6 МПа
	не входящего в состав блочной ГРС, на ТПМ		
КИП 3	Давление газа (показывающий)	1	Рвх. =5,4 МПа
КИП 4	Давление газа в емкости сбора конденсата	1	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	5.5-19.490-ТЧДЗ	Лист 6

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл.

2 Заказ на поставку продукции

2.1 Общие требования к условиям поставки

АГРС должна представлять собой изделие блочного исполнения, предусматривающее ускоренный монтаж и проведение пусконаладочных работ на месте эксплуатации.

АГРС должна быть настроена на заданные технические параметры ($P_{вх.}$, $P_{вых.}$, $Q_{вых.}$), в соответствии с требованиями настоящей документации.

АГРС должна эксплуатироваться по форме обслуживания в соответствии с техническим заданием на проектирование, по СТО Газпром 2-2.3-1081-2016, СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 и СТО Газпром 2-3.5-051-2006.

Форма обслуживания ГРС – вахтенная.

Конструктивное исполнение АГРС должно обеспечить, надежное и безопасное функционирование АГРС в соответствии с требованиями действующей нормативной документации.

Должно быть обеспечено устойчивое, надежное и безопасное функционирование АГРС, в соответствии с требованиями действующей нормативной документации, на открытом воздухе в условиях, нормированных для исполнения «У», категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

В блоках, внутри которых расположено технологическое оборудование, должно быть обеспечено поддержание положительной температуры.

2.1.1 Требования к упаковке

2.1.1.1 Упаковка должна обеспечивать сохранность АГРС при хранении и транспортировании в части воздействия климатических факторов по ГОСТ 15150-69, а в части механических воздействий - в условиях группы (Ж) по ГОСТ 23170-78 в течение 72 месяцев со дня отгрузки с предприятия-изготовителя.

2.1.1.2 Принадлежности, инструменты, запасные части, показывающие манометры, термометры, а также ключи от дверей блоков должны быть уложены в упаковочные ящики, которые помещаются внутри блоков.

2.1.1.3 Эксплуатационная документация должна быть герметично упакована в пакет из полиэтиленовой пленки ГОСТ 10354-82 «Плёнка полиэтиленовая. Технические условия» и уложена в упаковочный ящик.

2.1.1.4 Двери блоков должны быть надежно заперты и опломбированы. Один ключ должен быть завернут в парафинированную бумагу и уложен на место хранения при транспортировке.

2.1.1.5 Категория упаковки узлов, систем, сборочных единиц и деталей должна быть указана в конструкторской документации (чертежах, паспортах).

2.1.1.6 Перед упаковкой и отправкой грузополучателю отдельные сборочные единицы и детали, запасные части, приспособления и специальный инструмент должны подвергаться консервации методами и составами, не требу-

ющими разборки оборудования при монтаже и расконсервации, в соответствии с ГОСТ 9.014-78.

2.1.1.7 Срок действия консервации должен быть не менее 72 месяцев со дня отгрузки оборудования изготовителем.

2.1.1.8 Поставщик АГРС должен разработать и предоставить в составе технической документации инструкцию по консервации, хранению и расконсервации.

2.1.1.9 В каждое упаковочное место должен быть вложен упаковочный лист за подписью комплектовщика и ОТК. Один комплект упаковочных листов должен быть направлен Заказчику и один Грузополучателю.

2.1.1.10 Крепежные детали, запасные части должны быть упакованы в отдельную тару. Техническая и сопроводительная документация должна быть упакована во влагонепроницаемый пакет из полиэтиленовой пленки и помещена внутрь упаковочного ящика.

2.1.1.11 Укладываемые внутри блоков демонтируемые на время транспортировки элементы и ящики ЗИП должны быть надежно закреплены от перемещения и опрокидывания во время транспортировки.

2.1.1.12 Все наружные выступающие патрубки должны быть упакованы заглушками или прочной пленкой с надежной фиксацией на выступающих частях.

2.1.1.13 Все выступающие части резьбы разъемных соединений (кроме изолирующих), а также болты заземления, устанавливаемые снаружи блоков, должны быть покрыты слоем смазки и закрыты парафиновой бумагой.

2.1.1.14 Вариант внутренней упаковки АГРС: ВУ-0 по ГОСТ 23170.

2.1.1.15 Упаковка должна соответствовать:

- СТО Газпром 2-2.1-607-2011 для блоков АГРС и ее систем;
- ГОСТ 23118-2012 для сварных металлоконструкций.

2.1.2 Требования к маркировке

2.1.2.1 На внешней стороне блоков АГРС должна быть прикреплена табличка по ГОСТ 12969-67 «Таблички для машин и приборов», содержащая:

- товарный знак или наименование, или знак предприятия-изготовителя;
- шифр изделия;
- номер изделия по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- технические характеристики;
- расчетное или условное давление, МПа;
- рабочее давление на каждом выходе, МПа;
- пропускная способность на каждом выходе, $м^3/ч$;
- год изготовления;
- масса аппарата;
- клеймо ОТК.

2.1.2.2 Маркировку АГРС выполнить в соответствии с «Типовой книгой фирменного стиля дочернего общества ПАО «Газпром», с учетом актуальных изменений.

2.1.2.3 Маркировка комплектующих изделий, деталей, сборочных единиц, запасных частей, инструмента и других принадлежностей должна быть выполнена в соответствии с требованиями документации на эти изделия.

2.1.2.4 Транспортная маркировка должна производиться в соответствии с комплектовочной ведомостью и требованиями ГОСТ 14192-96 «Маркировка грузов», быть устойчива к атмосферным осадкам, не должна стираться и выцветать.

2.1.2.5 Детали и сборочные единицы, отправляемые в ЗИП, должны снабжаться бирками с указанием обозначения изделия, если маркировку невозможно нанести непосредственно на детали или на сборочные единицы.

2.1.2.6 На блоках АГРС должны быть указаны координаты центра массы и показаны схемы строповки.

2.1.2.7 На АГРС должна быть выполнена маркировка уникальным QR-кодом всех составных элементов АГРС. По ссылке через QR-код должен осуществляться доступ к информации, размещенной в электронном каталоге оборудования (каталог предусматривает использование электронных приложений для мобильных устройств с целью сбора, идентификации и обмена информацией по QR-коду на всех этапах проектирования, изготовления, закупки, логистических операций, монтажа и эксплуатации оборудования АГРС между участниками бизнес-процессов через Интернет-ресурс).

2.1.3 Требования к транспортировке и хранению

2.1.3.1 Поставщик АГРС должен разработать и представить в составе комплекта техдокументации комплектовочную ведомость на установку, в которой должно быть отражено количество грузовых мест, их габариты и масса.

2.1.3.2 Допускается поставка блока отдельными сборочными модулями.

2.1.3.3 Изготовителем АГРС должна быть разработана технология погрузочно-разгрузочных работ блоков. Способы погрузки и разгрузки блоков должны гарантировать их сохранность от механических повреждений.

2.1.3.4 Конструкция АГРС должна позволять выполнять ее транспортирование в нерабочем состоянии железнодорожным, автомобильным, водным, а также авиационным транспортом с соблюдением действующих технических условий на погрузку и транспортировку грузов этими видами транспорта. Транспортные размеры блоков АГРС с учетом габаритов транспортного средства не должны превышать предельно допустимые габариты транспортных средств.

2.1.3.5 Строповочные устройства блоков должны быть рассчитаны с учетом динамических нагрузок, возникающих при погрузочно-разгрузочных работах и транспортировке.

2.1.3.6 Для хранения оборудование АГРС должно быть подвергнуто консервации по ГОСТ 9.014-78 «Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования».

2.1.3.7 Хранение элементов КИП, ЗИП, транспортируемых отдельно от блоков, должно производиться в соответствии с требованиями эксплуатационной документации заводов-изготовителей.

2.1.4 Требования к дополнительным услугам

2.1.4.1 Монтаж и пусконаладочные работы должны выполняться в соответствии с нормативно-технической документацией и инструкциями предприятия-изготовителя.

2.1.4.2 Инструкции методики на указанные работы должны быть представлены заводами-изготовителями в объеме, допускающем проведение монтажа и пусконаладочных работ без привлечения персонала завода-изготовителя с сохранением гарантийных обязательств.

2.1.4.3 Конструкция АГРС, выполненная в блочно-модульном исполнении полной заводской готовности, должна обеспечивать монтаж на месте строительства в сжатые сроки с привязкой к существующим сетям.

2.1.4.4 Шефмонтаж, монтаж и обучение эксплуатирующего персонала, и пусконаладочные работы осуществляются по дополнительным договорам с заказчиком и не являются предметом данного конкурса.

2.1.5 Требования к сроку и условиям гарантийного и послегарантийного обслуживания

2.1.5.1 Поставщик должен гарантировать соответствие АГРС настоящим техническим требованиям при соблюдении Грузополучателем условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации, установленных в эксплуатационной документации.

2.1.5.2 Гарантийный срок хранения не менее 72 месяцев с момента поставки грузополучателю. Гарантийный срок эксплуатации не менее 60 месяцев от срока ввода в эксплуатацию в пределах гарантийного срока хранения.

2.1.5.3 В течение гарантийного срока изготовитель (Поставщик) безвозмездно устраняет выявленные дефекты и автоматически продлевает срок гарантии на срок, в котором изделие находилось в неисправном состоянии, а также проводит замену вышедших из строя составных частей, за исключением случаев, когда причиной дефекта явилось несоблюдение Эксплуатирующей организацией требований эксплуатационной документации.

2.1.5.4 Послегарантийное обслуживание осуществляется по дополнительным договорам с Заказчиком и не является предметом данного конкурса.

2.1.6 Требования к комплекту запасных частей

2.1.6.1 Поставщик предоставляет комплект запасных частей для обеспечения гарантийного срока эксплуатации. Запасные части, датчики, пружины и т.д. ко всем устройствам (предохранительные клапаны, регуляторы давления, счетчики газа и т. д.) должны обеспечивать работу оборудования АГРС во всем диапазоне выходных давлений природного газа.

2.1.6.2 После окончания срока гарантии Поставщик гарантирует поставку Эксплуатирующей организации запасных частей по отдельному договору и по ценам, подлежащим согласованию. Если отдельные части будут сняты с производства, Поставщик предложит Эксплуатирующей организации альтернативные решения по их замене.

2.1.6.3 Завод-изготовитель должен гарантировать соответствие поставляемых запасных частей и инструментов требованиям технических условий на изделие при соблюдении потребителем условий транспортирования, хранения и эксплуатации.

2.1.7 Требования к комплекту расходных материалов

2.1.7.1 Поставщик предоставляет комплект расходных материалов, необходимых для проведения монтажных и пусконаладочных работ.

2.1.7.2 Поставщик предоставляет набор инструмента для проведения работ по установке-демонтажу, ревизии, наладке и ремонту оборудования, входящего в состав АГРС.

2.1.8 Требования к документации

2.1.8.1 В комплект технической документации на поставляемое оборудование должна включаться документация, выполняемая на русском языке в бумажных и на электронных носителях, необходимая для монтажа, эксплуатации, обслуживания и ремонта АГРС в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-1122-2017, СТО Газпром 2-2.3-1081-2016, СТО Газпром 2-3.5-051-2006, а также выполнения проекта привязки.

2.1.8.2 Поставляемая комплектно с АГРС эксплуатационная и сопроводительная документация должна включать в себя:

- паспорт;
- паспорта на комплектующие изделия;
- паспорта на вентиляционные установки поставляемых блоков;
- руководство по монтажу и эксплуатации;
- монтажные чертежи;
- ведомость ЗИП;
- ведомость демонтированных для транспортировки элементов и приборов КИПиА.

В составе эксплуатационной документации для АГРС должны присутствовать:

- полный сводный регламент ТОиР и ТД всего оборудования АГРС и АГРС в целом;

- регламент функциональных испытаний в процессе эксплуатации исправности (работоспособности) всего оборудования АГРС и АГРС в целом;

- номограмма производительности (шкалой Р вх/вых – 0,1 МПа), построенная расчетным путем и выражающая зависимость между максимально возможным расходом газа через ГРС (при максимально допустимой и при фактически достижимой скорости движения газа) и величинами давления газа на входе и выходе ГРС. Номограмма должна содержать информацию об исходных данных, использованных при ее построении при различных условиях работы ГРС, в т.ч. при выработке газа через ГРС при проведении ремонтных работ, связанных со снижением давления или опорожнением участков линейной части на входе в ГРС (для обеспечения технической возможности подачи газа от ГРС с параметрами: входного давления 1,2--5,4 МПа; выходного давления 0,3-1,2 МПа).

2.1.8.3 В договоре на поставку МТР предусмотреть требование о предоставлении победителем закупки исходных данных для проектирования в срок не позднее календарного месяца от даты публикации результатов закупки. Перечень исходных данных указан в Приложении №2.

Поставщик предоставляет Заказчику после подписания договора на поставку ведомость поставки, график поставки (в случаях поставки оборудования отдельными блоками (местами), условиями хранения, установочные размеры и инструкции по монтажу и пуско-наладочным работам, не позднее 1 месяца со дня заключения договора поставки.

2.1.8.4 Выбор оборудования обеспечить в соответствии с требуемой производительностью. Поставщиком должны быть представлены расчеты по подбору оборудования и трубопроводов АГРС.

2.1.8.5 Эксплуатационная (техническая) документация на оборудование, поставляемое для объектов магистральных газопроводов, должна соответствовать требованиям ГОСТ 2.601-2013, ГОСТ 2.610-2006. Для сосудов, работающих под давлением, эксплуатационная (техническая) документация дополнительно должна соответствовать требованиям Правил по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением (Республика Беларусь) и требованиям Правил по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 бар) и водогрейных котлов с температурой нагрева теплоносителя не выше 115 °С.

2.1.8.6 Эксплуатационная документация должна быть представлена на русском языке, как на бумажном носителе, так и в электронном виде (CD, DVD в формате pdf). Документация должна иметь исчерпывающий перечень входящих в состав документов и сквозную нумерацию страниц. Документация

на бумажном носителе должна быть сшита и упакована в архивные лотки с «замком».

На стадии подачи предложения к предоставляемой документации предъявляются аналогичные требования, кроме того, все страницы предложения Претендента должны быть парафированы лицом, подписавшим предложение. Предложение Претендента должно содержать информацию по подтверждению соответствия предложения каждому требованию настоящей ТЧДЗ.

2.1.8.7 На АГРС должна быть обеспечена возможностью ведения электронного паспорта ГРС (далее ЭП), содержащего информацию о составе оборудования, технических характеристиках, производителях, серийных и индивидуальных номерах элементов ГРС, сведения о проведенных работах по техническому обслуживанию, ремонту и замене оборудования ГРС, наработке элементов, достигнутых режимах работы, в том числе о работе в предельном и аварийном режиме, обнаруженных дефектах. В ЭП должна содержаться в электронном виде заводская документация, входящая в комплект поставки, и исполнительная документация по ГРС. При замене элементов, узлов и систем ГРС должна быть обеспечена возможность копирования всей информации по заменяемому оборудованию на внешний носитель, а также возможность загрузки в ЭП информации с внешнего носителя по оборудованию, устанавливаемому в состав ГРС. Эксплуатационному персоналу должна быть представлена возможность вносить в ЭП и выгружать из ЭП оперативную и ремонтную информацию с местного пульта управления и дистанционно, в том числе через приложения к мобильным устройствам, подключенным через беспроводные каналы связи, посредством сканирования QR-кода на оборудовании.

2.1.9 Иные требования

2.1.9.1 Продукция, заявленная на конкурс, является неделимым лотом.

2.1.9.2 В случае, если транспортировка Товара осуществляется силами Поставщика, Поставщик обязан за свой счёт застраховать Товар на время его перевозки от рисков утраты, гибели или повреждения в страховой компании, согласованной Покупателем.

2.1.9.3 Поставляемое производителем оборудование (материалы) должно быть новым и ранее не использованным.

2.1.9.4 Поставляемое оборудование, изделия и их комплектующие должны быть производства Российской Федерации или Республики Беларусь. При отсутствии таковых необходимо применять оборудование и изделия со 100% локализацией на территории Российской Федерации или Республики Беларусь.

2.1.10 Обучающие материалы

Комплект технической документации на поставляемое оборудование должен дополнительно комплектоваться следующей документацией:

2.1.10.1 Руководство по эксплуатации и/или сборник инструкций по эксплуатации на электронном носителе, регламентирующие:

- порядок приемки;
- порядок транспортировки и хранения;
- порядок монтажа;
- порядок проведения оперативных переключений;
- порядок проведения пусконаладочных работ, настройки (регулировки);
- порядок полной разборки/сборки до неделимой единицы оборудования с иллюстрированными материалами (схемы рисунки, в т. ч. в разрезе, фото- и видеоматериалы);
- порядок применения расходных материалов, в том числе уплотнительных, допускаемые к применению уплотнительные материалы, нормы выбраковки расходных материалов;
- периодичность и порядок проведения технического обслуживания и ремонта;
- порядок контроля самопроизвольного развинчивания резьбовых и фланцевых соединений, мероприятия по их предотвращению и устранению, усилия их затяжки;
- нормативный срок службы и критерии вывода в капитальный ремонт;
- порядок проведения гидравлических (пневматических) испытаний (для подлежащего оборудования);
- требования безопасности при эксплуатации ГРС, узлов, систем и отдельных единиц оборудования (приборов);
- возможные неисправности и способы их обнаружения и устранения;
- возможные аварии и инциденты, действия персонала по их локализации и ликвидации;
- порядок ликвидации;
- порядок утилизации;
- схемы (технологические, электрические, автоматизации) ГРС, узлов, систем и единиц оборудования (приборов);
- контрольные тестовые вопросы для допуска персонала к эксплуатации, поставляемой ГРС, узлов, систем, единиц оборудования (приборов).

2.1.10.2 Программное обеспечение с функцией интерактивного обучения, структурированное по рекомендуемым разделам:

- порядок монтажа;
- порядок проведения оперативных переключений;
- порядок настройки (регулировки);
- порядок полной разборки/сборки до каждой неделимой единицы оборудования;
- возможные неисправности и способы их устранения;
- порядок проведения технического обслуживания и ремонта, нормы выбраковки расходных материалов, порядок применения уплотнительных материалов;

- порядок контроля резьбовых и фланцевых соединений, значения моментов затяжки, мероприятия по предотвращению самопроизвольного развинчивания;

- требования безопасности при эксплуатации ГРС, узлов, систем и отдельных единиц оборудования;

- возможные аварии и инциденты, действия персонала по их локализации и ликвидации;

- анимированные схемы (технологические, электрические, автоматизации) ГРС, узлов, систем и единиц оборудования;

- интерактивные тесты для допуска персонала к эксплуатации, поставляемой ГРС, узлов, систем, единиц оборудования.

Программа должна быть доступна для использования с помощью персонального компьютера и электронного планшета.

2.2 Перечень и объемы закупаемой продукции

2.2.1 Заказчик намерен приобрести Продукцию, приведенную в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень и объемы закупаемой продукции

№п/п	Наименование Продукции (с разбивкой на позиции)	Технические требования Заказчика	Ед. изм.	Кол-во
1	АГРС код ОКПД-2: 28.99.39.190	По разделу 4.2	компл.	1

2.3 Требования к сроку поставки

Срок поставки оборудования: II квартал 2022 года.

2.4 Условия поставки (базис поставки) Продукции

Склад поставщика на территории РБ с погрузкой в транспортное средство.

2.5 Место поставки Продукции

Грузополучатель: ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», филиал «Крупское УМГ». Место поставки: ГРС «Жодино», Минская область, Смолевичский район.

2.6 Приемка ГРС

Поставщиком должна быть обеспечена приемка ГРС, деталей и сборочных единиц в соответствии с требованиями ТЗ, ГОСТ 15.309 и конструкторской документации.

ГРС должна подвергаться испытаниям (при входном контроле на предприятии- изготовителе поставщика и после выполнения шеф-монтажа) на соответствие требованиям ТЗ и технических условий предприятия-изготовителя.

Поставщик обеспечивает Покупателю возможность проведения предварительной выборочной (поэтапной в процессе изготовления, участие в испытаниях, контроле качества сварных соединений, осмотр оборудования до нанесения лакокрасочного покрытия и др.) проверки оборудования на заводе-изготовителе.

Поставщик до предъявления ГРС на испытания (при входном контроле) должен передать Заказчику в электронном виде (CD, DVD, USB-флеш в формате .pdf) полный комплект документации по ГРС для рассмотрения и выдачи заключения о готовности ГРС к испытаниям.

Поставщик не позднее, чем за 10 дней до даты поставки на склад Покупателя представляет Покупателю копию (на бумажном носителе и сканированную версию на электронном носителе) полного комплекта эксплуатационной документации.

При выполнении испытаний в обязательном порядке должны проверяться параметры и показатели, определенные в КД. В таблице 2.6 представлен примерный перечень параметров и показателей, проверяемых при испытаниях.

Испытаниям должна подвергаться каждая ГРС. При обнаружении в процессе испытаний несоответствия какому-либо контролируемому показателю изделие бракуется. После устранения дефектов ГРС должна повторно подвергаться испытаниям.

Примерный перечень параметров и показателей, проверяемых при испытаниях приведен в таблице 2.6

Таблица 2.6 - Примерный перечень параметров и показателей, проверяемых при испытаниях

Проверяемый параметр	Вид испытаний	
	При входном контроле на предприятии-изготовителе	После выполнения шеф-монтажа
Внешний вид, комплектность, маркировка	Проверяется	Проверяется
Документация на: материалы, сварные соединения, оборудование, испытания и другая аналогичная	Проверяется	Проверяется

Прочность и герметичность технологического оборудования и коммуникаций ГРС	По документации	Проверяется
Значение настройки и поддержания выходного давления узла редуцирования газа	По документации	Проверяется
Настройки срабатывания предохранительной арматуры	По документации	Проверяется
Пропускная способность каждой линии редуцирования	Не проверяется	Проверяется
Работоспособность электрооборудования	Не проверяется	Проверяется
Работоспособность отопительного оборудования (в т.ч. оборудования подогрева газа)	Не проверяется	Проверяется
Работоспособность систем автоматизации и аварийной сигнализации ГРС (в т.ч. САУ ГРС, системы контроля загазованности, пожарной сигнализации и др.)	Не проверяется	Проверяется
Работоспособность узла измерения расхода газа	Не проверяется	Проверяется
Уровень шума	Не проверяется	Проверяется
Опробование отдельных систем и комплексные испытания с подачей природного газа на соответствие требованиям Контракта и конструкторской документации	Не проверяется	Проверяется

3 Технические требования к продукции

3.1 Общие требования

3.1.1 Требования к соответствию стандартам и нормативным документам

Проектом предусматривается реконструкция ГРС «Жодино». Строительство новой блочной автоматической газораспределительной станции (АГРС) полной заводской готовности предусмотрено на территории, прилегающей к площадке ГРС, частично используя существующую территорию.

ТУ на АГРС-НП должны быть актуализированы на соответствие СТО Газпром 2-2.3-1081-2016, СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 и Типовым техническим требованиям к АГРС-НП, утвержденным Департаментом ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко) 23.10.2017г в соответствии с письмом ПАО «Газпром» №03/08-5837 от 09.07.2018.

АГРС должна быть включена в «Единый Реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром».

Согласно ГОСТ 27751-14 (СТ СЭВ 384-87) «Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения по расчету», АГРС относится к I - повышенному уровню ответственности.

По классификации СТБ 2331-2015 «Объекты строительства. Классификация. Основные положения» АГРС относится к объектам первого класса сложности (К-1).

Согласно Единой классификации назначения объектов недвижимого имущества назначение объекта: 3 06 04 – Сооружение, специализированное трубопроводного транспорта.

АГРС должна соответствовать требованиям технических документов ПАО «Газпром», в части, не противоречащей законодательству Республики Беларусь, в соответствии с Приказом Председателя Правления ОАО «Газпром» Миллера А.Б. от 10.07.2013 №224:

- СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы»;
- СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов»;
- СТО Газпром 2-2.3-1081-2016 «Газораспределительные станции»;
- СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 «Газораспределительные станции. Правила эксплуатации»;
- СТО Газпром 2-2.1-607-2011 «Блоки технологические. Общие технические требования»;
- «Основные положения по автоматизации газораспределительных станций», ГОСТ, ТУ и другим действующим нормативным документам РФ и ПАО «Газпром», указанным в настоящей документации о закупке.

АГРС должна быть изготовлена по конструкторской и технологической

документации предприятия-изготовителя, разработанной на основании ТЗ с учетом требований ЕСКД, ЕСТД, ГОСТ 15.309 и соответствовать требованиям ТНПА, действующим в Республике Беларусь:

- ТКП 367-2011 (02230) «Проектирование объектов магистральных газопроводов. Противопожарные требования»;
- ТКП 474-2013 (02300) «Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- СНиП 2.05.06.85 «Магистральные трубопроводы»;
- СНиП III-42-80 «Магистральные трубопроводы»;
- ОНТП 51-1-85 «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ». Часть 1 «Газопроводы». Раздел 5;
- СТП СФШИ.02.76-2014 «Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов и промысловых трубопроводов при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте»;
- ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ»;
- ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
- ТР 2009/13/BY «Здания и сооружения. Строительные материалы и изделия. Безопасность»;
- ТКП 45-2.02-315-2018 «Пожарная безопасность зданий и сооружений. Строительные нормы проектирования»;
- ТКП 45-2.02-34-2006 «Здания и сооружения. Отсеки пожарные»;
- СНиП II-35-76 «Котельные установки»;
- ТКП 45-2.02-315-2018 «Пожарная безопасность зданий и сооружений. Строительные нормы проектирования»;
- НПБ 15-2007 «Нормы пожарной безопасности Республики Беларусь. Область применения автоматических систем пожарной сигнализации и установок пожаротушения»;
- СТО Газпром 5.37-2011 «Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 2-4.1-971-2015 «Инструкция по применению стальных труб и соединительных деталей на объектах ОАО «Газпром»;
- Реестр трубной продукции ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 9.1-035-2014 «Основные требования к системам внутренних и наружных лакокрасочных покрытий для противокоррозионной защиты технологических газопроводов и металлоконструкций на объектах ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 2-4.1-212-2008 «Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром»;
- Перечень типовых функций, выполняемых САУ ГРС по технологическим узлам и системам с учетом форм обслуживания» и «Оптимизированный

перечень типовых функций узлов измерений расхода газа» (письмо ОАО «Газпром» №03/0840-295 от 12.04.2013).

Применение требований ТНПА, действующих в Республике Беларусь, является обязательным, даже в случае отсутствия прямой ссылки на них в ТТ.

Конструкция, комплектность, степень надежности и безопасности оборудования, уровень автоматизации, телемеханизации, и др., а также параметры работы газораспределительной станции должны автоматически обеспечивать непрерывный технологический процесс подачи газа потребителю с требуемыми параметрами, надежность и безопасность эксплуатации АГРС.

Конструкция АГРС должна обеспечивать промышленную, пожарную и экологическую безопасность окружающей среды.

3.1.2 Требования к сертификации

К коммерческо-техническому предложению должны быть приложены копии документов:

- разрешение (свидетельство) Департамента по надзору за безопасным ведением работ в промышленности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь (Госпромнадзор) на право изготовления ГРС (АГРС), их технологических блоков и узлов, поднадзорных Госпромнадзору, для применения на объектах магистральных трубопроводов в Республике Беларусь;
- оборудование и комплектующие, входящие в состав АГРС, сосуды работающие под избыточным давлением; емкости для одоранта; фильтры; запорная и регулирующая арматура; предохранительные устройства; соединительные части и детали; газогорелочные устройства; котлы; системы автоматизации и сигнализации и др., в отношении которых действуют требования технических регламентов Таможенного союза (ТР ТС), подлежат подтверждению их соответствия требованиям соответствующего ТР ТС и иметь соответствующую декларации и (или) сертификат выданный (зарегистрированный) соответствующим аккредитованным органом (в т. ч. ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС 016/2011 «О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе»), выданные (зарегистрированные) соответствующим аккредитованным органом или разрешительные документы Госпромнадзора;
- подтверждение о включении оборудования АГРС (в т.ч. отдельно поставляемых элементов) в «Единый Реестр Материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром»»;
- оборудование АГРС должно иметь сертификаты соответствия СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ;
- сертификаты, выданные официальными учреждениями по контролю качества или другими аккредитованными лабораториями, подтверждающие

соответствие продукции установленным спецификациям и стандартам, со ссылками на конкретные спецификации и стандарты (например, по ISO 9001) – при подаче предложений;

- заключения о радиографическом, ультразвуковом или магнитографическом методах контроля качества сварных соединений в объеме не менее 100 % – на стадии поставки;

- документы, подтверждающие качество применяемых защитных покрытий (тип, конструкция, толщина и т.д.), гарантийный срок службы покрытия (производитель оборудования должен предоставить документы, подтверждающие качество применяемых защитных покрытий в том числе от атмосферной коррозии (тип, конструкция, толщина, цвет (RAL), гарантия и т.д.);

- копии инструкций (WPS) на квалифицированные (аттестованные) технологические процессы сварки – на стадии поставки;

- информацию о квалификации сварщиков, специалистов сварочного производства и специалистов по неразрушающему контролю, а также об аккредитации лаборатории неразрушающего контроля – на стадии поставки.

- результаты контроля допускных стыков сварщиков – на стадии поставки;

- монтажные схемы сварных соединений, журнал сварочных работ – на стадии поставки;

- технология сварки, персонал сварочного производства (сварщики и специалисты сварочного производства), лаборатория дефектоскопии и персонал неразрушающего контроля должны быть аттестованы в соответствии с действующими на территории Республики Беларусь нормативными документами;

- сертификаты качества (паспорта) на трубы, соединительные детали трубопроводов, фланцы и сварочные материалы с указанием химического состава и механических свойств металла – на стадии поставки;

- трубы и соединительные детали трубопроводов должны иметь разрешение Госпромнадзора МЧС Республики Беларусь на применение и сертификаты соответствия системы добровольной сертификации ИНТЕРГАЗСЕРТ;

- подтверждение о включении предусмотренных защитных покрытий от атмосферной коррозии, систем покрытий и лакокрасочных материалов для противокоррозионной защиты металлоконструкций, технологических сооружений и оборудования в «Единый Реестр Материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром»»;

- применяемые средства измерений должны поставляться с действующими клеймами и/или свидетельствами о поверке, признаваемыми в Республике Беларусь в сфере законодательной метрологии (на момент поставки не должно пройти более половины межповерочного интервала);

- сертификаты об утверждении типа средств измерений в Государственном реестре средств измерений Республики Беларусь для всех средств измерений, входящих в состав Продукции;

- применяемые средства измерений количества и физико-химических показателей газа должны иметь подтверждение проверки метрологически значимой части программного обеспечения в органах государственной метрологической службы Республики Беларусь;

- сертификат качества или другой документ (формуляр, паспорт и т.п.), удостоверяющий соответствие фактически поставляемой Продукции требованиям договора (предоставляется совместно с продукцией);

- патентные формуляры на Продукцию (при наличии), оформленные в соответствии с требованиями ГОСТ 15.012-84, подтверждающие патентную чистоту Продукции;

- паспорта на вентиляционные установки поставляемых блоков на стадии поставки;

- технических условий на изготовление основного электротехнического оборудования (ДГУ, ИБП, ВРУ);

- сертификатов соответствия техническим регламентам, нормативно-технической документации, требованиям пожарной безопасности и пр.

3.1.3 Требования к контролю качества и приемке

Изготовление и отгрузка продукции, подлежащей контролю качества и приемке на предприятиях изготовителях, на которых организована корпоративная приемка ПАО «Газпром», должны контролироваться инспекцией ПАО «Газпром» по корпоративной приемке МТР (ООО «Газпром газнадзор»).

Участником конкурса должны быть представлены документы, подтверждающие соответствие продукции (в соответствии с законодательством Республики Беларусь в области технического регулирования) требованиям СТО Газпром, национальным стандартам Республики и другим действующим нормативным документам Республики Беларусь и ПАО «Газпром».

3.2 Технические требования

3.2.1 Требования к основным параметрам

Основные параметры работы АГРС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные параметры

Наименование		Параметры	Пункт регламентирующего нормативного документа
1		2	3
1. Показатели качества газа по выходу АГРС		Природный газ по ГОСТ 5542-2014	СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 п. 3.41
2. Давление газа на входе, МПа	$P_{вх.}$	2,0 ÷ 5,4	Согласно п. 4.1 ТТ №05-19/19 от 14.01.2019 г. ОАО «Га-

			зпром трансгаз Беларусь» СТО Газпром 2-2.3-1081-2016 п. 7.4
3. Проектная производительность, тыс. м^3/ч (при нормальных условиях):	Q_{max}	110,0	Согласно п. 4.2 ТТ №05-19/19 от 14.01.2019 г. ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» СТО Газпром 2-2.3-1081-2016 п. 7.2
	Q_{min}	0,3	Докладная записка от 25.02.2020 №531/19 ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»
4. Количество выходов с АГРС		1	Согласно п. 4.1 ТТ №05-19/19 от 14.01.2019 г. ОАО «Газпром транс-газ Беларусь» СТО Газпром 2-2.3-1081-2016 п. 7.6
5. Рабочее давление газа на выходе из АГРС, МПа	$P_{вых.}$	0,6± 10%	СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 п.7.3.5
6. Проектное давление на выходе из АГРС, МПа	$P_{проект.}$	1,2 ± 10%	СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 п.7.3.5
7. Температура газа, °С	На входе в АГРС	не менее 0 °С	СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 п. 3.41
	На выходе АГРС	не менее +2 °С (с возможностью регулирования)	СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 п.7.3.5
8. Необходимость очистки газа от капельной жидкости: ДА, НЕТ	ДА		СТО Газпром 2-3.5-051-2006 П.9.3.3 СТО Газпром 2-2.3-1081-2016 п. 8.2.1
9. Необходимость резервирования узла очистки газа: ДА, НЕТ	ДА		СТО Газпром 2-3.5-051-2006 П.9.3.2
10. Необходимость подогрева газа перед редуцированием: ДА, НЕТ	ДА		СТО Газпром 2-3.5-051-2006 П.9.4.1
11. Необходимость резервирования узла подогрева газа: ДА, НЕТ	ДА		СТО Газпром 2-3.5-051-2006 П.9.4.3
12. Необходимость коммерческого измерения расхода газа: ДА, НЕТ	ДА		Правила учета газа. Постановление СМ РБ от 15.02.20088 №1934
13. Необходимость резервирования узла коммерческого	ДА		СТО Газпром 5.37-2011 п. 4.4.6

измерения расхода газа: ДА, НЕТ		
14. Необходимость одоризации газа: ДА, НЕТ	ДА	СТО Газпром 2-3.5-051-2006 П.9.7.1, 9.7.5
15.Температура окружающей среды, °С	от минус 40 до плюс 40	СТО Газпром 2-2.3-1081-2016 п. 5.12 ГОСТ 15150
* - максимальное разрешенное давление трубопроводов на выходе АГРС после выходного крана. Данное техническое решение предусмотрено для возможности повышения давления, после замены регуляторов (или их пилотов) и предохранительных клапанов (или их пружин).		
Количество выходов потребителя – один. Вход и выход газа – надземный.		

Оборудование при поставке должно быть настроено на выходное давление 0,6 МПа.

3.2.2 Требования к условиям эксплуатации

3.2.2.1 Район строительства принадлежит ко IIВ району климатического районирования территории Республики Беларусь для строительства, в соответствии с СНБ 2.04.02-2000.

3.2.2.2 Оборудование АГРС должно выдерживать сейсмическое воздействие интенсивностью 6 баллов по шкале MSK- 64.

3.2.2.3 АГРС изготавливаются категории 1 в климатическом исполнении «У» по ГОСТ 15150 для эксплуатации при температуре от минус 40 до плюс 40 °С (макроклиматический район Республики Беларусь - п. 2.1 табл. 1 ГОСТ 15150).

3.2.2.4 Эксплуатацию АГРС предусмотреть при следующих условиях:

- вес снегового покрова для IIБ района – 1,2 кПа; (нормативное значение по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»);
- ветровое давление для I района - 0,23 кПа; (нормативное значение по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»);
- относительная влажность - до 100 %.

3.2.3 Требования к конструкции и комплектации

3.2.3.1 Конструкция АГРС должна представлять собой наружную технологическую установку в укрытии, состоящую из блоков переключения и технологического, блока одоризации, а также блока котельная с отсеком аппаратной (отдельное помещение блока, имеющий место для работы с документацией) и отсеком для хранения хоз. инвентаря.

Состав оборудования на АГРС должен соответствовать проекту и паспортам заводов-изготовителей.

Любые изменения в составе оборудования должны соответствовать Типовым техническим требованиям к автоматической станции нового поколения АГРС-НП1 (утв. 23.10.2017 ПАО «Газпром»).

Арматура и оборудование АГРС должны иметь номера или бирки с номером, соответствующим обозначению в технологической схеме. Выполнить нумерацию технологического оборудования и трубопроводной арматуры в соответствии СТО Газпром 2-2.3-1081-2016.

3.2.3.2 Всё оборудование АГРС, включая выходной кран, должно быть рассчитано на максимальное разрешенное рабочее давление подводящего газопровода-отвода и позволять выполнять испытания на 1,5 Рраб.

3.2.3.3 Во всех узлах АГРС предусмотреть штуцера для подключения азотных установок для продувки трубопроводов и оборудования АГРС азотом при ремонтных работах.

3.2.3.4 В состав АГРС входят:

а) узлы:

- переключения;
- очистки газа от механических примесей и капельной жидкости;
- предотвращения гидратообразования;
- редуцирования газа;
- измерения расхода газа;
- одоризации газа;
- отбор газа на собственные нужды.

б) системы:

- автоматического управления;
- электроснабжения;
- связи и телемеханики;
- защиты от коррозии;
- отопление и вентиляция, кондиционирования воздуха;
- контроля загазованности;
- молниезащиты;
- заземления;
- охранной и пожарной сигнализации.

в) контрольно-измерительные приборы.

3.2.3.5 Скорость газа в трубопроводах АГРС должна соответствовать требованиям п. 9.1.7 СТО Газпром 2-3.5-051-2006.

3.2.3.6 Все узлы и системы должны быть подобраны и включены в «Единый Реестр Материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром»» и изготовлены в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Все узлы и системы должны соответствовать требованиям СТО Газпром 2-2.3- 1081-2016 «Газораспределительные станции. Общие технические требования» и Типовым техническим требованиям к автоматической газораспределительной станции нового поколения АГРС-НП-1 (первого поколения), утвержденные Департаментом

(В.А. Михаленко) ПАО «Газпром» 23.10.2017, с требованиями к подбору узлов и систем.

3.2.3.7 Конструкция блоков АГРС должна представлять собой наружную технологическую установку в укрытии. Строительный объём каждого из блоков не должен превышать 500 м^3.

3.2.3.8 На блоках выполнить скатные самоочищающиеся кровли. Над входами предусмотреть козырьки. Конструкцию защитных козырьков следует выполнять с уклоном от центра проема (дверей, ворот) в стороны. Предусмотреть мероприятия, исключающие образование наледи на кровлях.

Предусмотреть водосливы с кровли АГРС. Защиту от коррозии при изготовлении блоков АГРС, переходных мостиков через технологическое оборудование выполнить путем горячего оцинкования.

3.2.3.9 Категория по взрывопожарной и пожарной опасности определить и указать в соответствии с требованиями ТКП 474-2013, ТКП 367-2011 (таблица А.1), СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 (приложение Г, с учетом регионального приложения для Республики Беларусь).

Предварительно принять:

- категорию «Ан» для блока переключения и блока технологического;
- категорию «Ан» для блока одоризации;
- категорию «Г» для блока котельная/аппаратная.

Температура в отсеках должна соответствовать требованиям паспортов установленного оборудования, систем, устройств и приборов, но не менее +5 °С в зимний период (при закрытых проемах). Предусмотреть установку регулирующих приборов для энергосберегающего поддержания температуры в отсеках АГРС.

3.2.3.10 Предусмотреть обслуживание наружных установок (блок переключения, блок технологический, блок одоризации) со стороны улицы, без доступа во внутрь. Для обеспечения доступа обслуживания предусмотреть по двум длинным сторонам наружных установок открываемые проемы с учетом возможности открывания не менее 80 % с каждой из длинных сторон. Проемы должны открываться наружу и запираться ключом. Предусмотреть одинаковые ключи от всех открываемых проемов (дверей) АГРС за исключением входа в котельную/аппаратную (операторную). Проемы должны быть оборудованы фиксаторами для фиксации проемов в открытом положении. Проемы должны быть оборудованы замками и запорами для исключения их самооткрывания.

3.2.3.11 Степень огнестойкости зданий блок-бокса котельной с аппаратной согласно п.7.2 ТКП 367-2011 должна соответствовать II по ТКП 45-2.02-315-2018. Изготовитель должен представить документы (протоколы испытаний Республики Беларусь), подтверждающие класс пожарной опасности строительных конструкций, и горючесть на утеплитель. Материалы, из которых изготовлено здание, должны быть сертифицированы на соответствие требованиям пожарной безопасности. Помещения с различными категориями по взрывопожарной опасности должны быть разделены противо-

пожарными преградами по ТКП 45-2.02-315, имеющими протоколы испытания НИИ МЧС РБ, подтверждающие пределы огнестойкости и классы пожарной опасности. Заполнение проемов при пересечении противопожарных преград системами инженерных коммуникаций должно соответствовать п.п.7.3.29, 7.1.2 ТКП 45-2.02-315. Степень защиты электрооборудования должна соответствовать классу зон по ПУЭ. Оснащение помещений системами пожарной сигнализации должно быть согласно НПБ 15-2007, оснащение здания системой оповещения о пожаре – согласно СНБ 2.02.02-01. Помещения должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения согласно Постановлению Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 18.05.2018 № 35 «Об установлении норм оснащения объектов первичными средствами пожаротушения».

3.2.3.12 Для размещения оборудования, которое не может быть установлено на открытой площадке, предусматриваются наружные технологические установки категории «Ан» (блок переключения и технологический блок, блок одоризации) из конструкций, имеющих класс пожарной опасности не ниже «К0», п. 7.2 ТКП 367-2011. Представить документы на строительные, в том числе и ограждающие конструкции, подтверждающие класс пожарной опасности К0 (КН0) (сертификаты, протоколы испытаний Республики Беларусь или обоснование в соответствии с требованиями п. п. 1.3, 1.4 СТБ 1961-2009 «Конструкции строительные. Методы определения пожарной опасности).

3.2.3.13 Блоки должны защищать оборудование от воздействия атмосферных факторов и состоять из следующих элементов и систем:

- утепленные конструкции стен (панели типа «сэндвич») и крыши (сопротивление теплопередаче, $м^2$ х °С/Вт: не менее 2,5). Толщина стен определяется тепловым расчетом в соответствии с климатическими условиями района эксплуатации, согласно ГОСТ 15150;

- железобетонные основания (внутри основания каналы, люки с крышками для кабельной проводки), покрытия которых должны быть негорючими, искробезопасными, ровными и нескользкими.

Железобетонные или бетонные (в том числе с утеплителем) укрытия не применять.

3.2.3.14 В отсеке «Аппаратная», где размещено электронное оборудование и САУ ГРС, пол должен иметь антистатическое покрытие.

3.2.3.15 В блоке котельной предусмотреть открывающееся окно площадью не менее 0,25 $м^2$, выходящее наружу.

3.2.3.16 Здание блока котельной/аппаратной должно иметь выход непосредственно наружу являющийся эвакуационным с высотой прохода не менее 2 м, высотой эвакуационного выхода (дверь) не менее 1,95 ми шириной не менее 0,8 м в соответствии с п.6.3.12, 6.3.17 ТКП-45-2.02-315-2018.

Дверь в блоке котельной должна открываться в направлении выхода из блока и оборудована замками типа «антипаника».

3.2.3.17 Помещение котельной должно соответствовать требованиям СНиП II-35-76, ТКП 367-2011 и в том числе быть обеспечено ЛСК требуемой площади.

3.2.3.18 Конструкция блоков совместно с системами вентиляции, отопления и кондиционирования (в отсеке аппаратная) должны обеспечивать нормируемые параметры микроклимата внутри отсеков при оптимальном энергопотреблении (как в холодный, так и в теплый период года). Конструкция блоков должна обеспечивать требуемый тепловлажностный режим материалов конструкции, обеспечивающий долговечность конструкций и сохранение их теплозащитных характеристик.

3.2.3.19 Для защиты помещений от пыли предусмотреть следующие меры:

- герметизация дверей;
- применение конструктивных решений, исключающих скопление пыли при устройстве приборов отопления, вентиляционных коробок, приборов электроосвещения и т.п.);
- выполнение отделки из материалов, исключающих пылевыделение или не способствующих ее образованию.

3.2.3.20 На АГРС применить технические решения, обеспечивающие энергетическую эффективность работы АГРС в соответствии с Законом Республики Беларусь от 08.01.2015 № 239-З «Об энергосбережении», СТО Газпром 2-1.12-434-2010. На АГРС применить оборудование, обеспечивающее срок службы АГРС не менее 50 лет, при условии своевременного проведения регламентных работ, установленных организацией-изготовителем оборудования или АГРС в целом, и технического диагностирования в соответствии с ТНПА.

3.2.3.21 Узлы и системы, технические устройства и технологическое оборудование, применяемые на АГРС, должны соответствовать требованиям технических регламентов, Закона Республики Беларусь от 05.01.2016 № 354-З «О промышленной безопасности», паспортам и сертификатам соответствия организаций-изготовителей, а также быть разрешены для применения на объектах ПАО «Газпром» в установленном порядке, быть включены в «Единый Реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром».

3.2.3.22 Конструкция узлов и систем АГРС должна предусматривать возможность их отключения от технологических трубопроводов с природным газом и возможность продувки азотом. Дренажные и сливные линии, запорная арматура на них должны быть защищены от обмерзания.

3.2.3.23 Переходы трубопроводов и иных коммуникаций через ограждающие конструкции блоков выполнить способом, позволяющим осуществлять ТО и ремонт, не нарушая заводских конструкций.

3.2.3.24 Вводы инженерных коммуникаций и трубопроводов должны быть герметизированы и утеплены.

3.2.3.25 Трубопроводы при переходе через ограждающие конструкции должны быть заключены в защитные футляры. Защитные футляры должны

быть жестко зафиксированы в ограждающих конструкциях (не допускается: наличие пустот в пространстве между защитным футляром и ограждающей конструкцией; контакт футляра с трубопроводом). Пространство между трубопроводом и футляром (с обоих концов) должно быть заполнено негорючим мате-риалом, допускающим перемещение трубопровода вдоль его продольной оси; на торцах футляра (снаружи ограждающей конструкций) должна быть установлена съемная (разъемная) защитная накладка из тонколистового металла (или иного материала) или другой аналогичный элемент обеспечивающий защиту уплотнения от атмосферных воздействий и эстетичный внешний вид; переходы трубопроводов и электрокабелей через противопожарные стены, перегородки, через ограждающие конструкции помещений с разными категориями по взрывоопасности должны быть выполнены в соответствии с требованиями ТКП 45-2.02-315-2018 «Пожарная безопасность зданий и сооружений. Строительные нормы проектирования» и других ТИПА, действующих в Республике Беларусь. Участки трубопроводов в футлярах должны быть: окрашены; не иметь кольцевых сварных соединений, фланцевых и других типов соединений; не иметь повреждений лакокрасочного покрытия; не иметь поверхностных повреждений тела трубы (коррозия, царапины, задиры и др.).

3.2.3.26 На АГРС должен быть предусмотрен свободный доступ к обслуживаемым узлам и системам, техническим устройствам и технологическому оборудованию. Технические устройства, технологическое оборудование АГРС должны удовлетворять требованиям пожарной безопасности, установленным ТР 2009/013/BY* и или ТР ЕАЭС 043/2017 «О требованиях к средствам обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения», Законом Республики Беларусь от 15.06.93 № 2403-XII «О пожарной безопасности», ТКП 474-2013 и СТО Газпром 2-1.1-321-2009.

Уровень шума АГРС должен соответствовать требованиям СТБ ГОСТ 12.1.003-83, уровни звукового давления – требованиям СТО Газпром 2-3.5-043-2005.

3.2.3.27 Уровень вибраций на АГРС должен соответствовать ГОСТ 12.1.012-2004, Санитарным нормам и правилам «Требования к производственной вибрации, вибрации в жилых помещениях, помещениях административных и общественных зданий» (утвержденных Постановлением Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 26.12.2013 № 132).

3.2.3.28 Для снижения уровня шумового воздействия объекта предусмотреть следующие мероприятия:

- применение ограждающих конструкций с высокими звукоизолирующими свойствами;
- установку оборудования на виброизоляторах;
- применение гибких вставок в местах соединения с воздуховодами (при наличии).

3.2.3.29 Газопроводы АГРС следует изготавливать из металлических труб. Выбор труб, соединительных деталей трубопроводов и толщины стенки

газопроводов необходимо осуществлять в зависимости от рабочих параметров. При выборе толщины стенки труб и соединительных деталей трубопроводов должны учитываться особенности технологии их изготовления (гибка, сборка, сварка).

Выбор труб и соединительных деталей трубопроводов предусмотреть в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы», СТО Газпром 2-4.1-971-2015 «Инструкция по применению стальных труб и соединительных деталей на объектах ОАО «Газпром», СТО Газпром 2-4.1-713-2013 «Технические требования к трубам и соединительным деталям» и включены в «Единый Реестр материально-технических ресурсов допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром».

Трубы и соединительные детали трубопроводов должны иметь разрешение Госпромнадзора МЧС Республики Беларусь на применение и сертификаты соответствия системы добровольной сертификации ИНТЕРГАЗСЕРТ.

Предусмотреть применение соединительных деталей газопровода с заводским наружным антикоррозионным покрытием.

Соединения труб должны быть неразъемными, на сварке. Разъемные соединения предусматриваются в местах присоединения технологических устройств, контрольно- измерительных приборов, на импульсных газопроводах (в т.ч. типа DK-lok), а так же в местах соединения газопроводов отдельных частей блоков ГРС и межблочных соединений газопроводов.

Выполнение тройниковых соединений трубопроводов предусмотреть с использованием тройников заводского изготовления.

Расстояния между фланцевыми, резьбовыми соединениями и отверстиями в стенах, перегородках должны приниматься с учетом возможности сборки и разборки соединения.

Для фланцевого соединения, независимо от давления, следует применять шпильки. Длина шпилек должна обеспечивать превышение резьбовой части над гайкой на величину не менее 3-х витков.

Фланцевые и резьбовые соединения должны соответствовать требованиям ГОСТ 33259-2015 и ГОСТ 6357, ГОСТ 9150, ГОСТ 10549, ГОСТ 16093, ГОСТ 24705 соответственно.

Резьба на деталях газопровода и крепежных изделиях должна соответствовать требованиям ГОСТ 6357, ГОСТ 9150, ГОСТ 10549, ГОСТ 16093, ГОСТ 24705.

Применение муфтовых соединений (через сгон и муфту) на газопроводах не допускается.

Применение крепежных деталей без антикоррозионного покрытия - не допускается. Нанесение лакокрасочного защитного покрытия на крепежные детали и резьбовые соединения не допускается.

Уплотнительные материалы должны обеспечивать герметичность разъемных соединений до их разборки во время проведения ремонтных и/или регламентных работ.

Крепежные детали и уплотнительные материалы не должны допускать потерю герметичности разъемных соединений вследствие вибрации при транспортировании и эксплуатации ГРС.

Размещение соединений, в том числе сварных, в пересекаемых конструкциях не допускается.

Газопроводы должны монтироваться на опорах с установкой электроизолирующих ложементов. Опоры должны располагаться на расстоянии не менее 100 мм от сварного стыкового или углового шва и изолированы диэлектрическими прокладками от газопроводов.

Опоры должны быть рассчитаны на вертикальные нагрузки веса газопровода с установленными на нем техническими устройствами и контрольно-измерительными приборами, а также нагрузки, возникающие при тепловом расширении газопровода и при транспортировке.

3.2.3.30 Трубопроводы между блоками предусмотреть надземного исполнения (вне комплекта поставки АГРС).

3.2.3.31 На входном и выходном газопроводах должны быть предусмотрены вставки электроизолирующие, расположенные вне блока, оснащенные искроразрядниками, рассчитанные на рабочее давление АГРС и должны позволять выполнять испытания на 1,5 Рраб. (входят в комплект поставки АГРС).

Вставки электроизолирующие должны иметь разрешение к применению на объектах ПАО «Газпром».

3.2.3.32 Предусмотреть внутри блока одоризации стационарную расходную емкость одоранта (не являющейся сосудом, работающим под избыточным давлением) объемом 5000 л (5м^3) и поддоны для удержания одоранта в случае разгерметизации емкости (материал емкостей и поддона – сталь коррозионностойкая к одоранту) с уклоном и дренажом. Предусмотреть резервную (дублирующую) систему одоризации капельного типа с емкостью объемом 15 л., не являющуюся «сосудом, работающим под давлением».

Обеспечить совместимость быстроразъемных соединений расходной емкости с быстроразъемными соединениями установки по перекачки одоранта УПО-01М (CBI 16 G3/4 Stauble).

3.2.3.33 В комплект поставки АГРС предусмотреть две ёмкости сбора конденсата:

1- стационарную подземную емкость;

2- привозную емкость.

3.2.3.34 На узле редуцирования газа на собственные нужды АГРС должна быть предусмотрена установка комбинированного регулятора.

3.2.35 В котельную АГРС подаётся неодорированный газ с оснащением помещения котельной сигнализаторами загазованности с предусмотренным автоматическим закрытием быстродействующего запорного клапана на вводе газопровода в котельную (согласно изменению №1 ТКП 039-2006 (02230) п.10.2.17).

3.2.3.36 Все оборудование и трубопроводы АГРС, работающие с избыточным давлением выше 0,1 МПа (за исключением оборудования узла одори-

зации и отбора газа на собственные нужды) должны быть рассчитаны на $P_{раб.}$=5,4 МПа, испытаны давлением 1,5$P_{раб.}$ и позволять в дальнейшем проводить аналогичные испытания. Краны (арматура), установленные в точках подключения узла отбора газа на собственные нужды и систем одоризации непосредственно к выходному газопроводу АГРС, должны быть рассчитаны на $P_{раб.}$= 5,4 МПа, испытаны давлением 1,5$P_{раб.}$ и позволять в дальнейшем проводить аналогичные испытания. Оборудование и трубопроводы узла одоризации газа и подачи газа на собственные нужды, работающие с избыточным давлением выше 0,1 МПа, должны быть рассчитаны на условное давление не менее 1,6 МПа и испытаны давлением не менее 2,4 МПа. Оборудование и трубопроводы, работающие с избыточным давлением до 0,1 МПа, должны быть испытаны в соответствии со СНиП 3.05.02-88 «Газоснабжение».

Средства измерения количества газа (счетчики газа) и оборудование узла одоризации газа испытанию в составе ГРС не подвергаются.

3.2.3.37 Предусмотреть установку трехходовых кранов для проверки посадки на ноль манометров установленных: на сосудах, работающих под давлением, в узле редуцирования газа на собственные нужды, на выходном газопроводе и на обводной линии ГРС.

3.2.3.38 Предусмотреть применение спирально-навитых прокладок во фланцевых соединениях, работающих под давлением природного газа свыше 0,3 МПа, если иные уплотнительные материалы не предусматриваются в заводской документации на комплектующие.

3.2.3.39 Внешнее оформление и колористические решения при окраске блоков, сооружений и технологического оборудования на АГРС предусмотреть в соответствии с Типовой книгой фирменного стиля дочернего общества ПАО «Газпром», утвержденной постановлением Правления Общества № 48 от 16.12.2019, ГОСТ 12.4.026-2015, ГОСТ 4666-2015.

3.2.3.40 Предусмотреть оформление АГРС знаками и табличками безопасности в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-1122-2017. Предусмотреть нанесение сигнальной разметки, знаков и табличек безопасности в соответствии с требованиями ГОСТ 12.04.026-2015, СТО Газпром 18000.2-007-2018 «Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ПАО «Газпром». Порядок применения знаков безопасности и других средств визуальной информации об опасностях на объектах ПАО «Газпром».

На газопроводах должно быть указано направление движения потока природного газа, а на органах управления запорной арматуры - направление открытия и закрытия.

3.2.3.41 Предусмотреть таблички заводского изготовления для каждого отсека, для которого установлена категория по взрывопожарной и пожарной опасности, на которых необходимо нанести:

- наименование подразделения или службы, являющегося ответственным за данное помещение;
- наименование отсека;

- категорию по взрывопожарной и пожарной опасности (согласно ТКП 474-2013 в соответствии с требованиями п. 19 специфических требований по обеспечению пожарной безопасности взрывопожароопасных и пожароопасных производств, утвержденных постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 20.11.2019 № 779);

- класс зоны (взрывоопасной или пожароопасной, согласно ПУЭ (7-е издание);

- надпись: «Ответственный за противопожарное состояние» (на табличке должно иметься специальное место, куда бы могла вставляться сменная табличка с фамилией и инициалами «Ответственного…».

3.2.3.42 Виды, цветовая гамма, размеры знаков безопасности (сигнальной окраски и разметки), места установки знаков (безопасности, опознавательных, информационных, предупреждающих и т.п.), места нанесения сигнальной окраски и разметки на проектируемых объектах (на (в) оборудовании, трубопроводах, зданиях, территории, технологическом оборудовании и т.д.) должны быть определены заводом-изготовителем, руководствуясь требованиями №123-ФЗ, ГОСТ Р 12.4.026–2001, ГОСТ 14202-69, СП 44.13330.2011, СТО Газпром 2-3.5-454-2010, СТО Газпром 2-2.3-1122-2017, СО 153-34.03.603-2003, ПУЭ, ПТЭЭП (в т. ч. п. 2.2.20) и другой действующей НТД.

3.2.3.43 Предусмотреть отсек с возможностью размещения мебели (стол, стул, шкафы для документации и одежды с СИЗ), специальной емкости с питьевой водой, шкафов оборудования САУ ГРС и систем локальной автоматики и связи, шкафа для размещения слаботочного оборудования, шкафов и оборудования систем электроснабжения ГРС (ВРУ, АВР, ИБП и др.).

3.2.3.44 Обеспечить помещения АГРС первичными средствами пожаротушения в соответствии с требованиями Постановления МЧС Республики Беларусь от 18 мая 2018 г. N 35 «Об установлении норм оснащения объектов первичными средствами пожаротушения.

3.2.3.45 Предусмотреть обеспечение обучающим материалом персонала, участвующего в обслуживании и эксплуатации поставляемого технологического оборудования, при этом представлять: учебно-методические материалы, обучающие видеоматериалы, макеты (тренажеры) технологического оборудования.

3.2.3.46 Применить технические мероприятия в зонах вибрационного воздействия, направленные на предотвращение самопроизвольного развинчивания резьбовых соединений.

3.2.3.47 Предусмотреть технические решения по отключению газоснабжения котельного оборудования в случае возникновения загазованности в помещении расположения котлов или в смежных помещениях категории В-Iа.

3.2.3.48 Применить конструкцию оголовков свечей в соответствии с п. 3.2.4.8.

3.2.4 Требования к узлу переключения

3.2.4.1 Узел переключения предназначен для обеспечения бесперебойного газоснабжения потребителя в случае отказа оборудования АГРС, защиты от попадания газа с повышенным давлением в сети газораспределения, отключения оборудования АГРС и работы по обводной линии.

3.2.4.2 В узле переключения АГРС предусмотреть:

- краны с электроприводом (с ручным и дистанционным управлением) на газопроводах входа и выхода внутри блока переключения;
- предохранительную арматуру (ПА) в количестве двух единиц - с дистанционным управлением (предохранительные клапаны или регуляторы с функцией предохранительного клапана), ПА с возможностью ручной проверки срабатывания, с переключающим трехходовым краном на выходном газопроводе (по ходу газа) после узла редуцирования и до узла измерения расхода газа (пределы настройки ПА: полное открытие Рп.о.=0,66 МПа (Рвых. + 10%); закрытие Рз≥0,57 МПа (не менее 95 % Рвых.));
- применяемые ПА должны обеспечивать гарантированную посадку (закрытие) рабочего органа после восстановления величины $P_{вых.}$;
- регулировочные элементы предохранительных клапанов должны иметь защиту от несанкционированного изменения регулировки в процессе технической эксплуатации и технического обслуживания;
- пропускная способность каждого единицы ПА должна составлять не менее 10 % от максимальной производительности АГРС по выходу, в случае применения ПСК - выбор произвести в соответствии с ГОСТ 12.2.085-2017;
- схема установки ПА должна позволять производить их проверку на работоспособность, регулировку и настройку с использованием инертных газов без снятия клапанов;
- возможность периодического автоматического опробования ПА с формированием отчета в САУ ГРС;
- возможность дистанционного изменения настройки ПА в зависимости от установленного выходного давления;
- предусмотреть технические и/или программные решения, обеспечивающие гарантированную работу одной из ПА в период обслуживания второй ПА;
- обводную линию (до узла измерения расхода газа), соединяющую газопроводы входа и выхода ГРС, обеспечивающую кратковременную подачу газа потребителю, с установкой по ходу газа отключающего крана с дистанционным (электро) и ручным приводом; регулирующего устройства (регулятор, кран-регулятор, задвижка) с приводом, обеспечивающим возможность автоматического (от САУ АГРС) и дистанционного (с пульта диспетчера ПДС филиала «Крупское УМГ») управления (автоматический переход на работу по обводной линии с автоматическим поддержанием необходимого выходного давления); крана с ручным приводом для обеспечения возможности технического обслуживания и ремонта регулирующего устройства;

- обводная линия должна обеспечивать максимальную проектную производительность АГРС по выходу при минимальном значении давления газа на входе АГРС;

- при подаче газа по обводной линии допускается повышение скорости газа до 50 м/с;

- запорную и регулирующую арматуру обводной линии АГРС расположить таким образом, чтобы управление ей возможно было осуществляться снаружи блока (без нахождения персонала внутри блока АГРС) одним человеком;

- обводная линия должна быть оснащена приборами контроля давления газа, видимыми с места регулирования – установить не менее двух показывающих приборов контроля давления газа в выходном газопроводе (показания приборов должны быть видны с места регулирования); показывающие приборы контроля давления газа в выходном газопроводе предусмотреть в виброустойчивом исполнении.

3.2.4.3 Применяемый трехходовой кран должен иметь три положения:

- открыты оба ППК (ПА);
- открыт ППК (ПА)№ 1;
- открыт ППК (ПА) № 2.

3.2.4.4 Предусмотреть раздельные свечные линии для сброса газа от каждой единицы ПА отдельно.

3.2.4.5 Предусмотреть свечную линию для аварийного сброса газа, оснащенную краном с дистанционным (электрическим) и ручным управлением, распложенную после входного крана АГРС перед узлом редуцирования.

3.2.4.6 Предусмотреть свечную линию для аварийного сброса газа, оснащенную краном с дистанционным (электрическим) и ручным управлением, расположенную после узла редуцирования до выходного крана АГРС.

3.2.4.7 Предусмотреть возможность подключения трубопроводов свечных линий снаружи блока переключения (4 шт.: от ППК (ПА) № 1, от ППК (ПА) № 2, со входа АГРС, с выхода АГРС) для дальнейшего, по проекту привязки проектной документации, вывода их за территорию ГРС, на расстояние не менее 10 м от ограждения.

3.2.4.8 Для свечных линий, которые в соответствии с проектной документацией выводятся за пределы территории АГРС (4 шт.: от ППК (ПА)№ 1, от ППК (ПА) № 2, со входа АГРС, с выхода АГРС), в комплекте АГРС должны поставляться однотипные в объеме поставки АГРС оголовки (Т-образные оголовки, гусаки - не применять);

- данные свечные линии должны быть отделены от технологического оборудования с помощью электроизолирующих соединений, включенных в объем поставки АГРС;

- оголовки должны иметь соответствующие конструкторской документации трубопроводов, для которых они предусмотрены, значения условного диаметра и рабочего давления; конструкция оголовков должна исключать возможность попадания атмосферных осадков внутрь сбросного трубопровода, конструкция должна обеспечивать беспрепятственное рассеивание выбрасываемо-

го газа и исключать возможность выброса газа ниже уровня установки оголовка, быть искробезопасной.

При прокладке свечных линий по наружной поверхности укрытия, на котором размещены воздухозаборные устройства приточной вентиляции, расстояние конечных участков данных линий до воздухозаборных устройств по вертикали должно быть не менее 3 м. Высота расположения оголовка свечей, выходящих на верх укрытия ГРС должна быть не менее 2 м от конька укрытия и не менее 1 м от верха дефлектора.

3.2.4.9 Объединение свечей из технологических установок и предохранительных клапанов с различным давлением запрещено.

3.2.4.10 Предусмотреть штуцера для подключения азотных установок для продувки газопроводов АГРС азотом (негорючим газом) при ремонтных работах.

3.2.4.11 На входном газопроводе (до узла очистки газа) предусмотреть штуцер с краном DN 32 для подключения передвижного автомобильного газового заправщика (ПАГЗ).

3.2.4.12 Температура газа на выходе АГРС не менее +2° С (с возможностью регулирования).

3.2.4.13 Предусмотреть техническую возможность контроля выходного давления ГРС при работе по обводной линии ГРС с использованием не менее двух манометров, находящихся в прямой видимости с места регулирования давления. При этом предусмотреть технические решения, направленные на снижение колебаний стрелки манометра выходного давления при работе в режиме по обводной линии ГРС.

3.2.5 Требования к узлу очистки газа

3.2.5.1 Для очистки газа от твердых и жидких примесей на АГРС предусмотреть применение устройств очистки газа (УОГ) – два двухступенчатых фильтра-сепаратора (со сменными фильтрующими элементами). Каждое УОГ должно обеспечивать максимальный проектный расход газа.

3.2.5.2 УОГ должны обеспечивать степень очистки, необходимую для функционирования технических устройств АГРС в соответствии с требуемыми параметрами. Степень очистки газа должна соответствовать требованиям ГОСТ 5542-2014.

3.2.5.3 В комплекте на каждое УОГ предусмотреть двойной ЗИП и двойной комплект сменных фильтрующих элементов.

3.2.5.4 В конструкции УОГ должно быть предусмотрено устройство, характеризующее уровень засоренности фильтрующего элемента и фиксирующее значение перепада давления на фильтрующем элементе при расходе газа. При этом должна быть индикация как по месту, так и измерение перепада давления газа, и сигнализация превышения перепада давления газа на УОГ в САУ АГРС.

3.2.5.5 Предусмотреть сигнализаторы уровня конденсата в УОГ.

3.2.5.6 Предусмотреть автоматический слив конденсата в стационарную подземную емкость сбора конденсата АГРС.

В комплект поставки АГРС предусмотреть две ёмкости сбора конденсата:

1- стационарную подземную емкость;

2- привозную емкость (для слива конденсата из стационарной емкости).

Предусмотреть комплект рукавов с ответными соединениями для подключения стационарной подземной емкости сбора конденсата для слива конденсата в привозную емкость.

Стационарная подземная емкость сбора конденсата должна соответствовать требованиям п. п. 8.2.8 – 8.2.10 СТО Газпром 2-2.3-1081-2016 и п. п. 3.2.8 – 3.2.11 ТТТ АГРС НП-1:

- стационарная подземная емкость должна быть укомплектована показывающим прибором уровня жидкости, дистанционным сигнализатором верхнего уровня - предусмотреть сигнализаторы верхнего уровня жидкости в емкости сбора конденсата с дистанционным контролем от САУ ГРС (п. 8.2.8 СТО Газпром 2-2.3-1081-2016);

- вместимость емкостей должна соответствовать требованиям СТО Газпром 2-3.5-051-2006 - предусмотреть емкости вместимостью по 1 $м^3$;

- для опорожнения стационарной подземной емкости сбора конденсата должна быть использована технология перекачки (насос для откачки конденсата) или технология передавливания конденсата из стационарной подземной емкости сбора в привозную емкость; технология удаления продуктов очистки из емкости должна исключать возможность пролива продуктов очистки;

- при использовании технологии передавливания конденсата из емкости сбора в транспортную (привозную), емкость сбора конденсата должна быть рассчитана на максимальное давление, подаваемое для ее опорожнения, не более 0,05 МПа

При наружном (вне блока технологического) размещении емкости - предусмотреть внутренний трубопровод отвода конденсата от УОГ с проходом через ограждающую конструкцию установки (блока) для возможности подключения снаружи для дальнейшего отвода конденсата в емкость сбора конденсата.

Привозная емкость (Рраб. 5,4МПа, V=1$м^3$, исполнение не хуже Y1 по ГОСТ 15150) должна быть:

- предназначена для перевозки автомобильным транспортом;

- оборудована устройствами для налива и слива продукта, запорной арматурой, манометром и т.п.;

- соответствовать требованиям «Правил по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (Минск, 2016), «Правил по обеспечению безопасности перевозки опасных грузов автомобильным транспортом».

3.2.5.7 В узле очистки газа предусмотреть оборудование, не требующее периодической (предупредительной) продувки без достижения величины максимально-допустимого перепада давления на фильтре 0,1 МПа. Допустимо

применение оборудования, рассчитанного на сохранение необходимой степени очистки и производительности при перепаде давления на загрязнённом фильтре выше 0,1 МПа

3.2.5.8 На УОГ должны быть установлены межфланцевые проставки (обтюраторы) в комплекте с плоскими заглушками для проведения испытаний. Конструкция УОГ должна предусматривать возможность подачи рабочей жидкости и выпуска газовоздушной смеси с верхней точки испытуемого УОГ.

3.2.5.9 УОГ должны быть оборудованы быстросъемным люком для осмотра, чистки внутренних элементов, конструкция люка (крышка) должна обеспечивать его открытие/закрытие человеком без применения каких-либо дополнительных средств механизации.

3.2.5.10 Быстросъемный люк должен быть оборудован сигнально-блокировочными устройствами.

3.2.5.11 Замена фильтрующих элементов должна осуществляться снаружи, без нахождения персонала внутри УОГ.

3.2.5.12 Материалы, используемые в фильтрующих элементах, не должны образовывать с природным газом химических соединений и разрушаться от его воздействия.

3.2.5.13 Замена фильтрующих элементов и внутренний осмотр УОГ должны быть предусмотрены без необходимости демонтажа оборудования.

3.2.5.14 Технологическая схема АГРС должна обеспечивать возможность очистки или замены фильтрующего элемента УОГ без отключения подачи газа потребителю или изменения давления газа, выходящего за допустимые пределы.

3.2.6 Требования к узлу предотвращения гидратообразования

3.2.6.1 Узел предотвращения гидратообразования предназначен для исключения обмерзания и образования кристаллогидратов в газопроводных коммуникациях и технологическом оборудовании.

3.2.6.2 Для предотвращения гидратообразования предусмотреть общий подогрев газа с применением схема подогрева «котел-теплообменник». Предусмотреть котлы, с необходимым резервированием по мощности (схема подогрева «котел-теплообменник»).

В качестве источников теплоснабжения применить современные отопительные котлы с надежной автоматикой безопасности и КПД не менее 95 % с горелками, обеспечивающими плавное регулирование мощности отопительного оборудования во всем диапазоне работы АГРС, согласно расчётам тепловых нагрузок системы отопления и подогревателей газа.

Модель котлов выбрать по пропускной способности в соответствии с производительностью АГРС с обеспечением поддержания заданной температуры при минимальном и максимальном расходе газа.

3.2.6.3 Узел предотвращения гидратообразования должен имеет в своем составе две линии подогрева газа (1 рабочая и 1 резервная.).

3.2.6.4 В системе подогрева предусмотреть два контура: 1-й контур подогрева газа с автоматическим поддержанием заданной температуры газа на выходе АГРС, применить регулирующий трехходовой клапан; 2-й контур подогрев помещений АГРС с локальными (на каждую секцию) регуляторами температуры.

3.2.6.5 Предусмотреть автоматическую защиту и сигнализацию при прорыве газа в контур теплоносителя.

Предусмотреть оснащение подогревателей газа системой локальной автоматики, интегрированной в СЛУ ГРС, с обеспечением выполнения функций согласно п. 8.3.8 СТО Газпром 2-2.3-1081-2016.

3.2.6.6 Теплообменник на каждой нитке редуцирования с комплектом предохранительных (отсекающих) клапанов, защищающих систему отопления при возможном прорыве газа в теплообменник (и) - в обвязке теплообменников должны быть предусмотрены отключающие устройства, предотвращающие попадание природного газа высокого давления в контур теплоносителя и предохранительные клапана со сбросными свечами для дренажа избыточного давления из межтрубного пространства теплообменника.

3.2.6.7 Теплоноситель (незамерзающая жидкость - входит в комплект поставки) с температурой замерзания не выше минус 40 ^{0}С.

3.2.6.8 Свечные линии для сброса газа в случае прорыва его в теплосеть должны быть выведены за пределы внутреннего пространства блока.

3.2.6.9 Допускается применение в одном корпусе УОГ фильтров-сепараторов и теплообменника (фильтров-теплообменников).

3.2.6.10 Трубный пучок теплообменников (по газу) должен быть изготовлен из коррозионностойкой стали.

3.2.6.11 Внутренний осмотр теплообменников (трубного пучка) должны быть предусмотрены без необходимости демонтажа оборудования.

3.2.6.12 Предусмотреть резервирование устройства подогрева газа.

3.2.7 Требования к узлу редуцирования газа

3.2.7.1 Узел редуцирования предназначен для снижения и автоматического поддержания заданного выходного давления газа.

3.2.7.2 Узел редуцирования газа должен соответствовать проектной производительности АГРС при минимальном входном давлении.

3.2.7.3 Узел редуцирования должен обеспечивать стабильную работу во всем диапазоне входного и выходного давления.

3.2.7.4 В составе узла редуцирования газа предусмотреть две линии редуцирования производительностью 100 % каждая, выполненные по схеме построения линий редуцирования в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-051-2006.

3.2.7.5 На входе и выходе каждой линии редуцирования установить запорную арматуру с дистанционно управляемым (электрическим) приводом, а также приборы по контролю давления.

3.2.7.6 При отсутствии клапана-отсекателя должны быть установлены два последовательно смонтированных регулятора давления.

3.2.7.7 Линии редуцирования газа должны быть оборудованы трубопроводами сброса газа до и после регуляторов давления.

3.2.7.8 Предусмотреть штуцера для подключения азотных установок для продувки газопроводов узла азотом (негорючим газом) при ремонтных работах.

3.2.7.9 Линии редуцирования газа должны быть оборудованы автоматической защитой от отклонения рабочих параметров за допустимые пределы и автоматическим переходом на резервную линию редуцирования.

Изменение настройки выходного давления регуляторов должно осуществляться дистанционно.

3.2.7.10 Расчет и подбор регуляторов давления газа производят на основании следующих требований:

- диапазона входного давления (минимального и максимального);
- выходного давления;
- минимальной производительности по выходу;
- максимальной производительности по выходу.

3.2.7.11 Регуляторы должны обеспечивать стабильную работу во всем диапазоне входного и выходного давления и расхода газа. Точность поддержания выходного давления ±1 %.

С целью обеспечения минимального расхода газа допускается переходить на прерывистый режим работы регулятора с учетом аккумулирующей способности выходного газопровода и с соблюдением требования по поддержанию выходного давления ГРС в пределах ±5 %.

3.2.7.12 Регуляторы давления газа должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.063-2015, ГОСТ 4666-2015, СТБ ЕН 1349-2007.

3.2.7.13 Каждый регулятор газа должен быть оснащен визуальным и электронным индикатором положения запорного органа (или предусмотреть возможность иного получения информации о работе (положение рабочего органа) каждого регулятора давления газа).

3.2.7.14 Регулировочные элементы для изменения параметров настройки регуляторов газа должны быть легкодоступны для обслуживающего персонала.

3.2.7.15 Регулировочные элементы должны иметь защиту от несанкционированного изменения регулировки в процессе технической эксплуатации и технического обслуживания.

3.2.7.16 В качестве входных кранов узла редуцирования должны быть применены краны, находящиеся перед устройствами очистки и/или подогрева газа.

3.2.7.17 На АГРС применить регуляторы газа, сохраняющие работоспособное состояние на весь срок службы АГРС. Техническое обслуживание регуляторов может проводиться в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

3.2.7.18 Для линий редуцирования газа предусмотреть поставку технологических вставок для демонтажа регуляторов давления на период гидравлических испытаний.

3.2.7.19 Уровень акустического шума при работе регулятора на любом допустимом режиме не должен превышать 80дБ.

3.2.8 Требования к узлу измерения расхода газа

3.2.8.1 Коммерческий узел узел измерения расхода газа АГРС должен соответствовать требованиям Правил учета природного газа, СТО Газпром 5.37-2011, СТО Газпром 5.38-2011, СТО Газпром 2-3.5-051-2006, ГОСТ Р 8.611-2013 и других технических документов Республики Беларусь и ПАО «Газпром», в части не противоречащей техническим документам Республики Беларусь.

3.2.8.2 Предусмотреть установку узла измерения расхода газа после выходного крана АГРС, обводной линии и предохранительных клапанов на выходе АГРС до узла одоризации.

3.2.8.3 Узел измерения расхода газа должен состоять из четырех измерительных трубопроводов (ИТ №1, ИТ№2, ИТ №3 – основные (рабочие), ИТ №4 -дублирующий). На каждом ИТ, должна быть установлена измерительная система на базе ультразвукового преобразователя расхода газа (далее УЗПР), обеспечивающая измерения расхода газа в диапазоне в соответствии с п. 3 таблицы 3, раздела 3.2.1. Предварительно:

- ИТ1 основной: DN 300 мм, PN 6,3 МПа с фланцами идентичными ANSI600WN/RF с установкой на нём УЗПР DN 300 мм, PN 6,3 МПа;
- ИТ2 основной: DN 300 мм, PN 6,3 МПа с фланцами идентичными ANSI600WN/RF с установкой на нём УЗПР DN 300 мм, PN 6,3 МПа;
- ИТ3 основной: DN 200 мм, PN 6,3 МПа с фланцами идентичными ANSI600WN/RF с установкой на нём УЗПР DN 200 мм, PN 6,3 МПа;
- ИТ4 дублирующий: DN300 PN 6,3 МПа с фланцами идентичными ANSI600WN/RF с установкой на нём УЗПР DN 300 мм, PN 6,3 МПа.

3.2.8.4 Расположение УЗПР должно соответствовать требованиям ГОСТ 8.611-2013, СТБ ISO 17089-1-2018 и исключать влияние на результаты измерений УЗПР акустических шумов, создаваемых оборудованием АГРС, а также возникающих при работе АГРС по обводной линии.

3.2.8.5 Диаметр ИТ определить расчетом с учетом диапазона расходов газа через АГРС. Номинальный диаметр применяемых УЗПР должен быть не более DN300.

Номинальное давление УЗПР принять – 5,4 МПа.

3.2.8.6 До УЗПР предусмотреть прямой участок ИТ длиной не менее 20DN (включая съемный прямой участок ИТ длиной 10DN, входящий в состав измерительной системы).

3.2.8.7 На ИТ предусмотреть входной и выходной полнопроходные шаровые краны.

3.2.8.8 Схема узла должна обеспечивать возможность замены УЗПР (для поверки или ремонта) без отключения подачи газа потребителю.

3.2.8.9 Условия размещения оборудования должны обеспечивать свободный доступ к средствам измерений при их обслуживании, ремонте и поверке.

3.2.8.10 Для безопасного проведения регламентных работ на ИТ предусмотреть их подключение к свече сброса газа.

3.2.8.11 Конструкция блока переключений должна обеспечивать возможность демонтажа УЗПР для его поверки или ремонта в условиях эксплуатации.

3.2.8.12 Предусмотреть техническое решение по обеспечению контроля герметичности запорной арматуры на неработающих ИТ.

3.2.8.13 Предусмотрена возможность установки на ИТ на расстоянии не менее 10DN перед УЗПР:

- дискового формирователя потока;
- преобразователя для измерений перепада давления на формирователе потока с передачей сигнала на верхний уровень.

3.2.8.14 В составе каждой измерительной системы узла измерения расхода газа должны быть предусмотрены:

- УЗПР;
- электронный корректор объема газа;
- преобразователь абсолютного давления с комплектом для монтажа и обвязки;
- термопреобразователь сопротивления с защитной гильзой;
- входной прямой участок трубопровода длиной не менее 20DN, включая прямой участок трубопровода длиной 10DN с фланцами с обеих сторон;
- выходной прямой участок трубопровода длиной не менее 5DN с фланцами с обеих сторон и установленной на нем бобышкой для защитной гильзы термопреобразователя сопротивления;
- ответные фланцы и крепеж для монтажа измерительной системы на трубопроводе;
- дисковый формирователь потока;
- преобразователь для измерений перепада давления на формирователе потока с выводом сигнала на верхний уровень;
- опорная рама, для обеспечения соосности УЗПР и прямых участков ИТ;
- крышка для защиты электронного блока УЗПР от механических повреждений;
- блок питания для УЗПР и электронного корректора объема газа;
- устройство индикации результатов измерений (в случае расположения электронного корректора непосредственно на УЗПР);
- электрообогреваемый шкаф для первичного преобразователя абсолютного давления (в случае его установки вне отапливаемого помещения);
- шкаф для монтажа блока питания, электронного корректора либо устройства индикации результатов измерений (допускается применение одного шкафа для нескольких измерительных систем);

- прочее оборудование и материалы, обеспечивающие функционирование измерительной системы.

3.2.8.14.1 Схема электропитания измерительных систем коммерческого узла измерения расхода газа должна обеспечивать работу измерительной системы в течение не менее 24 часов при отключении основного электроснабжения.

3.2.8.15 Электронные корректоры объема газа, входящие в измерительные системы, должны выполнять расчет коэффициента сжимаемости в соответствии с ГОСТ 30319.2-2015.

3.2.8.16 Фланцы УЗПР и прямых участков измерительных трубопроводов должны быть совместимы с фланцами ANSI600 WN/RF.

3.2.8.17 Предусмотреть наличие катушек для монтажа на ИТ на время поверки УЗПР (по одной катушке для каждого номинального диаметра ИТ).

3.2.8.18 Требования к УЗПР:

- УЗПР должен быть предназначен для установки на открытом воздухе на надземном трубопроводе, находящемся под действием потенциала электрохимической защиты;

- предел допускаемой относительной погрешности измерений расхода и количества природного газа при рабочих условиях: не более 1,0 %;

- количество измерительных ультразвуковых лучей: не менее четырех;

- УЗПР должен иметь рым-болты для возможности его демонтажа;

- УЗПР в демонтированном состоянии должен обладать устойчивостью при его расположении на гладкой поверхности.

3.2.8.19 Требования к электронному корректору:

- обеспечение работы с УЗПР и прием от него диагностических и других сервисных сообщений;

- расчет коэффициента сжимаемости в соответствии с ГОСТ 30319.2-2015;

- обеспечение возможности обмена данными с системами верхнего уровня с использованием протоколов Modbus RTU (RS 232/485) и Modbus TCP (Ethernet) в следующем объеме:

- чтение оперативной и архивной информации;

- чтение значений ФХП;

- ввод значений ФХП.

- наличие в корректоре низкочастотного выхода для передачи импульсов пропорционально измеренному расходу газа при стандартных условиях в автоматическую систему одоризации;

- ведение архивов измеренных и рассчитанных значений, а также аварий и вмешательств в работу корректора;

- изменения параметров конфигурации корректора и УЗПР должны фиксироваться в отчете аварий и вмешательств с указанием даты, и времени изменения, а также старого и нового значений измененных параметров;

- ситуации должно фиксироваться время начала и окончания аварии (нештатной ситуации) с указанием ее типа и нарастающего объема газа при стандартных условиях.

3.2.8.20 Требования к первичному преобразователю абсолютного давления:

- верхний предел измерений абсолютного давления: 1,6 МПа (первичный преобразователь должен быть настроен при поставке на верхний предел измерений 1,0 МПа);

- предел допускаемой приведенной погрешности измерений давления: не более 0,15 %;

- место установки: в непосредственной близости от УЗПР;

- соединительную линию от точки отбора до первичного преобразователя абсолютного давления выполнить равнопроходной из нержавеющей коррозионностойкой стали;

- на соединительной линии предусмотреть наличие трехходового шарового крана или двухвентильного блока для возможности проведения поверки (калибровки) первичного преобразователя абсолютного давления без его демонтажа.

3.2.8.21 Требования к первичному преобразователю температуры:

- диапазон измерений температуры газа: от минус 40 °С до + 50 °С;

- класс допуска по ГОСТ 6651-2009: А;

- номинальная статическая характеристика по ГОСТ 6651-2009: 100П либо Pt100;

- глубина погружения термопреобразователя сопротивления в измерительный трубопровод: 0,3 DN;

- схема подключения к корректору: четырехпроводная (без использования промежуточных преобразователей выходного сигнала).

3.2.8.22 Предусмотреть подключение электронных корректоров узла измерения расхода газа к электронному блоку управления одоризационной установки с возможностью выбора ИТ, находящегося в работе.

3.2.8.23 Предусмотрено сопряжение узлов измерения расхода газа (коммерческих, хозрасчетных и технологических) с САУ ГРС и с системой по сбору данных узлов измерения расхода газа ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» Контур Газ. Перечень передаваемых данных и вводимых в электронные корректоры условно-постоянных параметров согласовать на стадии проектирования с ОАО «Газпром трансгаз Беларусь.

3.2.8.24 Предусмотреть защиту СИ и оборудования узла измерения расхода газа от:

- импульсных перенапряжений;

- воздействия потенциала электрохимической защиты (при наличии данного требования в эксплуатационной документации на СИ).

3.2.8.25 Предусмотреть поставку в комплекте с УЗПР программного обеспечения, а также обеспечение наличия вне взрывоопасной зоны отдельных разъемов для подключения персонального компьютера:

- к электронному корректору с целью его настройки и считывания архивов и отчетов;

- к УЗПР с целью его настройки и диагностики.

3.2.8.26 Место для отбора проб природного газа по ГОСТ 31370 (приложение D) предусмотреть на входном газопроводе (до регуляторов давления газа) внутри блока.

3.2.8.27 Предусмотреть при отборе проб сброс природного газа в атмосферу на свечу.

3.2.8.28 В документации конструкторской на АГРС указать классификацию узла измерения расхода газа (класс, категорию и статус в соответствии с СТО Газпром 5.37-2011 и СТО Газпром 5.38-2011).

3.2.8.29 На узле измерения расхода газа на собственные нужды АГРС предусмотреть установку счетчика газа с электронным корректором.

3.2.8.30 Узел измерения расхода газа на собственные нужды должен соответствовать требованиям СТО Газпром 5.37-2011 в части, не противоречащей техническим документам Республики Беларусь.

3.2.8.31 Для измерений количества природного газа применить аттестованные методики измерений.

3.2.8.32 Измерительные системы коммерческого узла измерения расхода газа в случае, определенном п. 27 Правил учета природного газа Республики Беларусь, до ввода в эксплуатацию должны пройти в органах государственной метрологической службы Республики Беларусь метрологическую аттестацию, включающую в себя расчет предела относительной расширенной неопределенности (предела относительной погрешности) измерений количества газа.

3.2.8.33 Применяемые средства измерений должны:

- быть изготовлены в период действия сертификата утверждения типа средства измерений Республики Беларусь;

- быть метрологически обеспечены в Республике Беларусь;

- обеспечивать метрологические требования к измерениям;

- соответствовать требованиям к условиям эксплуатации;

- поставляться с действующими клеймами и/или свидетельствами о поверке, признаваемыми в Республике Беларусь в сфере законодательной метрологии (на момент поставки не должно пройти более половины межповерочного интервала).

3.2.8.34 Показывающие средства измерений должны быть отградуированы в следующих единицах:

- для измерений давления и перепада давления - паскаль (Па, кПа, МПа);

- для измерений температуры - градусы Цельсия (°С).

3.2.8.35 СИ количества газа, устанавливаемые на узлах измерения расхода газа, должны:

- быть рекомендованы к применению на объектах ПАО «Газпром»;

- иметь подтверждение проверки метрологически значимой части программного обеспечения в органах государственной метрологической службы Республики Беларусь.

3.2.8.36 В комплект технической документации на поставляемое оборудование должна включаться документация, выполненная на русском языке на бумажных и электронных носителях, необходимая для монтажа, эксплуатации, обслуживания и ремонта средств измерений. Комплект технической документации на поставляемого оборудование должен включать:

- копии действующих свидетельств об утверждении типа СИ;
- копии сертификатов соответствия Таможенного союза;
- паспорта применяемых средств измерений;
- техническое описание и/или инструкцию по эксплуатации средств измерений; - действующие свидетельства о поверке СИ;
- свидетельства о метрологической аттестации программного обеспечения (метрологической значимой части) СИ количества природного газа;
- акты проверки состояния и применения СИ и соблюдения требований ГОСТ Р 8.7402011 и ГОСТ 8.611-2013;
- акты измерений внутреннего диаметра ИТ;
- расчёты относительной расширенной неопределенности результата измерения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

3.2.9 Требования к узлу одоризации газа

3.2.9.1 На АГРС предусмотреть узел одоризации газа расположенный в отдельном блоке. Подключение узла одоризации после узла измерения расхода газа АГРС (по ходу газа).

В качестве оборудования узла одоризации газа предусмотреть применение автоматической одоризационной установки (АСО).

3.2.9.2 Для одоризации газа будет использоваться одорант природный марки СПМ (г. Оренбург) или аналогичный (кроме того, возможно наличие в одоранте примесей (метанола и др.)).

3.2.9.3 В АСО требуемое давление одоранта перед вводом в выходной газопровод АГРС должно обеспечиваться или насосом дозатором мембранным или системой регуляторов давления (и/или клапанов) с использованием входного давления газа на АГРС или иного источника давления (азот).

3.2.9.4 Предусмотреть замещение одоранта в расходных емкостях природным газом, путем установки регулятора-стабилизатора и (при необходимости) обратных клапанов. Создаваемое давление в расходных емкостях должно быть минимально возможным, но не более 0,05 МПа.

3.2.9.5 Ввод одоранта должен осуществляться на выходе АГРС после обводной линии и после узла измерения расхода газа пропорционально расходу газа с автоматической (основной режим работы) и ручной (дублирующей режим работы) регулировкой. Норма вводимого одоранта должна составлять 16-30 г на1000 м^3 газа. Погрешность дозирования одоранта должна быть не более ± 5 %.

3.2.9.6 Для определения степени одоризации предусмотреть автоматический анализатор степени одоризации с передачей управляющих сигналов с измерительного устройства в локальную автоматику узла одоризации газа (требование п. 8.6.6 СТО Газпром 2-2.3-1081-2016). Для контроля давления в расходных емкостях одоранта, в расходном бачке, в линии подачи газа в расходные емкости одоранта предусмотреть показывающие средства измерения.

3.2.9.7 В состав узла одоризации должны входить две расходные емкости одоранта. В расходных емкостях одоранта должны быть предусмотрены средства контроля уровня одоранта с выводом сигнала в САУ ГРС. Оснастить расходные емкости устройствами защиты от перелива.

3.2.9.8 Конструкция системы одоризации должна позволять отбирать одорант из расходной емкости до уровня не менее 10%.

3.2.9.9 В блок одоризации установить датчики фиксации одоранта или включить в комплект поставки АГРС переносной прибор для определения утечки одоранта.

3.2.9.10 АСО должна обеспечивать возможность ручной установки расхода газа, в случае отсутствия сигнала от измерительных систем узла измерения расхода газа, и контролировать (програмно и визуально) выполнение команды впрыска одоранта. Для автоматической системы предусмотреть устройство (капельницу) для визуального контроля впрыска одоранта.

3.2.9.11 Предусмотреть резервную (дублирующую) систему одоризации капельного типа с емкостью объемом 15 л., не являющуюся «сосудом, работающим под давлением». Для обеспечения расчета степени одоризации расходный бачок должен быть тарирован, линейка (с ценой деления шкалы не более 1 мм) должна быть поверена. Для дублирующей системы предусмотреть устройство (капельницу) для визуального контроля впрыска одоранта.

3.2.9.12 Предусмотреть включение/выключение дублирующей одоризационной установки автоматически при выключении/включении основной автоматической установки.

3.2.9.13 Одоризация газа, заправка дублирующей одоризационной установки и двух расходных емкостей одоранта должны осуществляться закрытым способом, исключающим попадание одоранта и его паров в окружающую среду.

3.2.9.14 Исключить выброс одоранта и его паров при работе одоризационной системы, в т.ч. на угольный (или иной нейтрализующий) фильтр.

3.2.9.15 Предусмотреть забор одоранта в автоматическую (автоматически) и дублирующую системы одоризации из расходных емкостей через фильтр очистки одоранта.

3.2.9.16 Предусмотреть, внутри блока одоризации, стационарную расходную емкость одоранта (не являющейся сосудом, работающим под избыточным давлением) объемом 5000 л (5м^3) и поддон для удержания одоранта в случае разгерметизации емкости (материал емкостей и поддона – сталь коррозионностойкая к одоранту) с уклоном и дренажом.

3.2.9.17 Предусмотреть горизонтальное исполнение расходной емкости хранения одоранта.

3.2.9.18 Избыточное давление в расходных емкостях одоранта при эксплуатации одоризационной системы не должно превышать 0,05 МПа.

3.2.9.19 Расходные емкости одоранта должны быть оснащены электронными и визуальными измерителями уровня одоранта не прямого действия. Контроль уровня одоранта в диапазоне не хуже от 10 % до 90 % от рабочего объема емкости. В расходных емкостях одоранта должны быть предусмотрены средства контроля уровня одоранта.

3.2.9.20 Конструкция емкости одоранта должна предусматривать наличие быстроразъемных соединений для обеспечения слива/налива одоранта в емкость. Для заправки емкости предусмотреть «перо» и штуцера (подача одоранта и отвод паровой фазы) с шаровыми крапами DN25 с комплектами герметизирующих устройств (ниппелями G3/4 Stauble), препятствующими проливу одоранта при подключении и отключении заливных шлангов, оснащенных муфтами CBI 16 G3/4 Stauble (ответные части быстроразъемных соединений существующей у Заказчика установки перекачки одоранта УПО-01М).

3.2.9.21 Систему промывки (удаления) одоранта из трубопроводов и оборудования одоризатора, для возможности проведения ремонта и технического обслуживания. Регулировочные элементы должны иметь защиту от несанкционированного изменения регулировки в процессе технической эксплуатации и технического обслуживания.

3.2.9.22 Предусмотреть технический подогрев оборудования блока подачи одоранта (при необходимости).

3.2.9.23 Предусмотреть вывод в САУ ГРС на панель управления, как минимум, следующей информации на русском языке: мгновенная степень одоризации, уровень одоранта в стационарных расходных емкостях, степень одоризации и расход одоранта за прошедший час, а также всех аварийных сообщений.

3.2.9.24 Предусмотреть подписи на клавиатуре электронного блока управления на русском языке.

3.2.9.25 Перечень передаваемых параметров представить в виде таблицы с указанием Modbus адресов прибора, а также представить полное описание настроек, необходимых для взаимодействия АСО с САУ ГРС и приборами учета газа.

3.2.9.26 Предусмотреть автоматическое измерение введенного количества одоранта.

3.2.9.27 Обеспечить информационное взаимодействие автоматической одоризационной установки со всеми измерительными системами узла измерения расхода газа одновременно.

3.2.9.28 Предусмотреть не менее двух импульсных низкочастотных входов для приема данных о расходе газа от измерительных систем узла измерения расхода газа.

3.2.9.29 Все оборудование, арматура и трубопроводы одоризатора контактирующие с одорантом либо его парами, должны быть изготовлены из нержавеющей стали коррозионностойкой к одоранту.

3.2.9.30 Предусмотреть в расходной емкости дискретные датчики блокирующих значений уровня.

3.2.9.31 Предусмотреть алгоритм расчета объема, поданного одоранта и вычислений остатка одоранта в расходной емкости.

3.2.10 Требования к узлу отбора газа на собственные нужды

3.2.10.1 Отбор газа предусмотреть от выходного газопровода АГРС ($P_{раб.}$=1,2 МПа) после выходного крана АГРС, до коммерческого узла измерения расхода газа и до узла одоризации газа АГРС.

3.2.10.2 Газ, используемый на собственные нужды АГРС, подлежит приборному учету с автоматической коррекцией по температуре и давлению, учета газа на собственные нужды должен соответствовать требованиям СТО Газпром 5.37-2011, в части не противоречащей ТНПА Республики Беларусь.

3.2.10.3 В составе узла отбора газа на собственные нужды предусмотреть пункт редуцирования газа, узел измерения расхода газа на собственные нужды и газопроводы на собственные нужды к газоиспользующему оборудованию АГРС в соответствии с п. 8.7.2 СТО Газпром 2-2.3-1081-2016.

3.2.10.4 Пункт редуцирования газа на собственные нужды должен соответствовать требованиям СТБ 1244-2000.

Основные параметры:

Входное давление – 0,6…1,2 МПа;

Выходное давление – 0,002 МПа.

3.2.10.5 Узел отбора газа на собственные нужды должен обеспечивать газоснабжение газоиспользующего оборудования (котельной) АГРС.

Расход газа на собственные нужды АГРС предварительно:

$Q_{мин}$ = 38 м^3/ч; $Q_{макс.}$ = 115 м^3/ч.

3.2.10.6 Пропускная способность узла должна обеспечивать суммарное максимальное потребление всего газоиспользующего оборудования (котельной) АГРС.

3.2.10.7 Предусмотреть информационное взаимодействие электронного корректора узла измерения расхода газа на собственные нужды с САУ ГРС.

3.2.10.8 Предусмотреть электропитание измерительного комплекса узла измерения расхода газа на собственные нужды от внешнего источника питания.

3.2.10.9 На газопроводе-вводе в котельную предусмотреть клапан-отсекатель.

3.2.11 Требования к организации измерений физико-химических показателей газа

3.2.11.1 В новый технологический блок-бокс АГРС «Жодино» поступает неодорированный газ.

3.2.11.2 Предел абсолютной погрешности потокового гигрометра при измерении точки росы по воде и точки росы по углеводородам в диапазоне измерений от минус 30 ºС до температуры окружающей среды должен быть не более ± 1,0 °С. Исполнение проточное с системой подготовки газа. Размещение оборудования в блок-боксе технологическом.

3.2.11.3 Блоки обработки информации потоковых средств измерений ФХП должны хранить определяемые и рассчитываемые ФХП природного газа не менее 40 дней.

3.2.11.4 Диапазон определяемых концентраций анализатора кислорода: от 0 млн$^{-1}$ до 2000 млн$^{-1}$. Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности: ± (5,0 +0,08Свх) млн$^{-1}$, Свх – объемная доля определяемого компонента на входе анализатора, млн$^{-1}$; принцип действия: электрохимический. Место установки двух баллонов с гелием и баллона с калибровочным газом для потокового хроматографа, а также баллона с калибровочным газом для анализатора кислорода предусмотрено в непосредственной близости в технологическом блоке.

3.2.11.5 Пробоотборные зонды для потоковых средств измерений ФХП газа в количестве 2 шт. расположить блоке технологическом до узла редуцирования в соответствии с требованиями ГОСТ 31370.

3.2.11.6 Пробоотборные линии от зондов до потоковых средств измерений ФХП газа выполнить по схеме общего коллектора равнопроходными из нержавеющей коррозионно-стойкой стали в соответствии с требованиями ГОСТ 31370 (давление газа в пробоотборной линии должно соответствовать давлению в ИТ).

3.2.11.7 Предусмотреть гальваническую развязку трубопроводов и пробоотборных линий.

3.2.11.8 Выполнить разводку газа по линиям подачи пробы из нержавеющей коррозионно-стойкой стали для отбора проб:

- по ГОСТ 31370 (приложение D) в пробоотборный двухвентильный контейнер типа БДП при рабочем давлении газа в трубопроводе;
- в переносной анализатор влажности при рабочем давлении газа в трубопроводе;
- в потоковый гигрометр конденсационного типа для определения температуры точки росы по воде и по углеводородам в соответствии с требованиями завода-изготовителя;
- в потоковый анализатор кислорода в соответствии с требованиями завода-изготовителя;
- по ГОСТ 31370 в потоковый хроматограф при давлении газа в соответствии с требованиями завода-изготовителя.

3.2.11.9 Предусмотреть сброс природного газа при отборе проб в атмосферу на свечу (количество свечей определить в конструкторской документации).

3.2.11.10 Предусмотреть сопряжение потоковых средств измерений ФХП газа с САУ ГРС и с системой по сбору данных узлов измерения расхода газа ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

3.2.11.1.1 Требования к узлу подготовки импульсного газа

В связи с применением в конструкции АГРС запорной арматуры с электрическим или ручным приводом устройство узла подготовки импульсного газа в составе АГРС не предусматривать.

3.2.12 Требования к блоку котельная

3.2.12.1 Блок котельная состоит из отсеков:

- отсек котельная
- отсек аппаратная – в отдельном помещении блока, имеющий место для работы с документацией;
- отсек для хранения хоз. инвентаря.

3.2.12.2 Котельная должна соответствовать требованиям:

- Правил промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь,
- Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 бар) и водогрейных котлов с температурой нагрева теплоносителя не выше 115 Х2 и других ТИПА, действующих в Республике Беларусь;

Комплектность, степень надежности оборудования, уровень автоматизации, телемеханизации, а также параметры работы котельной автоматически обеспечивают процесс теплоснабжения с требуемыми параметрами без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

В состав котельной входит:

- котельное оборудование – четыре котла, мощностью 350 кВт каждый;
- система топливоснабжения, подключаемая от сети газопроводов площадки;
- трубопроводы теплоносителя с системой подпитки и насосным оборудованием;
- система дымоудаления, в том числе дымовая труба (дымовые трубы) с удалением конденсата;
- система локальной автоматики котельной;
- система учета тепловой энергии и др.;
- контрольно-измерительные приборы.

Технические характеристики котельной:

- мощность четырех котлоагрегатов определена из суммарного теплопотребления объектов ГРС и составляет по 350 кВт каждый.

- регулирование - количественно-качественное;

- сетевые насосы;

- насосное оборудование – с 100% резервированием (только для котельной);

- температура теплоносителя на входе в котел – не менее + 60-70 °С; температура теплоносителя на выходе из котла – не более +95 °С;

- рабочее давление в тепловой сети – не более 0,6 МПа;

- вид топлива - природный газ;

- КПД - выше 95%;

- блочные горелки - автоматические с принудительной подачей воздуха (только для котельной);

- сборка трубопроводов - при помощи сварки;

- дымовые трубы изготовлены из стальных секций из коррозионностойкой к продуктам сгорания стали с фланцевыми соединениями.

В качестве теплоносителя предусмотреть низкозамерзающую жидкость с температурой замерзания не выше – 40 °С.

Предусмотреть установку емкости запаса теплоносителя с автоматической подпиткой системы отопления.

Предусмотреть раздельную систему для отопления АГРС и подогрева газа.

Топливосжигающие установки должны соответствовать требованиям ЭкоНиП 17.01.06-001-2017 «Охрана окружающей среды и природопользование. Требования экологической безопасности».

При прокладке наружной теплотрассы предусмотреть применение ПИ-трубы в оболочке из оцинкованной стали.

Предусмотреть изоляцию наружных трубопроводов ТС с покрывным слоем из оцинкованной стали, изоляция запорной арматуры, фланцевых соединений.

Входные отверстия точек измерения концентрации загрязняющих веществ в отходящих дымовых газах оборудованы штуцерами с завинчивающимися крышками и размещаются в местах, установленных требованиями СТБ 17.08.05-02-2016 «Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосферный воздух. Методы определения скорости и расхода газов, поступающих в атмосферный воздух от стационарных источников выбросов».

Систему теплоснабжения предусмотреть закрытого типа с искусственной циркуляцией теплоносителя.

Предусмотреть информационное взаимодействие системы локальной автоматики котельной (с ручным и автоматическим резервированием котлов и сетевых насосов теплоснабжения) с САУ ГРС (в том числе Сигналы о работе и неисправности оборудования котельной (котельной)) по интерфейсу RS 485 (Modbus RTU) или Ethernet (Modbus TCP).

Конструкторской документацией предусмотреть информационно-математическое обеспечение работы технологического оборудования, средств и систем автоматизации.

Котлы должны быть оснащены автоматическим устройством контроля герметичности запорной арматуры.

Автоматика безопасности и регулирования при ее отключении или неисправности блокирует возможность подачи газа в ручном режиме.

При загазованности и пожаре в котельной должно перекрываться отключающее устройство на вводе газопровода в котельную.

Предусмотреть установку четырех котлов, рабочая среда: теплоноситель «Thermagent» (либо аналогичный) и вода по ГОСТ Р 51232-98 в пропорции 60:40.

3.2.12.3 Предусмотреть отсек аппаратная с возможность размещения:

- мебели (стол, стул, шкафы для документации и одежды с СИЗ);
- шкафы оборудования САУ ГРС и систем локальной автоматики и связи;
- шкафа для размещения слаботочного оборудования;
- шкафов и оборудование системы электроснабжения АГРС (ВРУ, АВР, ИБП и др.).

3.2.13 Требования к системе автоматического управления АГРС

САУ ГРС должна быть выполнена на базе российских программно-технических средств (ПТС), обеспечивающих интеграцию с вышестоящей автоматизированной системой управления технологическими процессами. Тип САУ ГРС определить на этапе проектирования и согласовать с заказчиком, эксплуатирующей организацией и Департаментом, ответственным за формирование и реализацию единой технической политики ПАО «Газпром» в области автоматизации производственно-технологических процессов и диспетчерского управления.

Используемое оборудование должно гарантированно выпускаться (или находиться на складах поставщика) в течение всего срока службы САУ.

Требования к САУ ГРС, алгоритмам работы, информационного взаимодействия САУ ГРС и существующей СЛТМ филиала «Крупское УМГ» отражены в техническом задании на закупку автоматизированной газораспределительной станции.

Узел переключения должен включать в себя:

- запорную арматуру с дистанционно управляемым приводом на газопроводах входа и выхода;
- предохранительную арматуру (ПА) с дистанционным управлением (предохранительные клапаны или регуляторы с функцией предохранительного клапана) в количестве не менее двух единиц, для обеспечения защиты распределительного газопровода от превышения рабочего давления;
- электроизолирующие устройства (муфты, вставки) на входном и выходном газопроводах;

- обводную линию, содержащую отключающий кран с дистанционно-управляемым приводом, регулирующее устройство (регулятор, кран-регулятор, задвижка) с приводом, обеспечивающим возможность автоматического (от САУ ГРС) и дистанционного (с пульта диспетчера УМГ) управления (автоматический переход на работу по обводной линии с автоматическим поддержанием необходимого выходного давления) и кран с ручным приводом для обеспечения возможности технического обслуживания и ремонта регулирующего устройства;

- трубопроводы сброса газа из предохранительной арматуры и регулирующего устройства на свечу, выведенную над крышей блок-бокса;

- свечной трубопровод аварийного сброса газа из технологических трубопроводов ГРС с дистанционно управляемой запорной арматурой.

Предусмотреть возможность периодического автоматического опробования ПА с формированием отчета в САУ ГРС.

На входе и выходе каждой линии редуцирования установить запорную арматуру с дистанционно управляемым приводом, а также приборы по контролю давления.

Изменение настройки выходного давления регуляторов должно осуществляться дистанционно для всего диапазона настройки выходного давления от 0,2 Мпа до 1,2 Мпа.

3.2.13.1 Требования к задачам и функциям САУ

САУ ГРС должна соответствовать требованиям нормативных документов: «Основные положения по автоматизации газораспределительных станций», утвержденные 12.12.2001.

САУ ГРС должна выполнять следующие функции:

• сбор и предварительная обработка данных от датчиков технологического процесса, состояния технологического оборудования и исполнительных механизмов, других локальных систем;

• телесигнализация расшифрованных сигналов аварий ГРС в СЛТМ УМГ. Аварийная световая и звуковая сигнализация технологических параметров ГРС, с возможностью передачи аварийных сигналов дежурному персоналу.

• автоматическое, дистанционное (ПУ СЛТМ УМГ) и локальное (эксплуатационный персонал) управление работой технологического оборудования, локальных систем (система одоризации);

• информационное взаимодействие со следующими локальными системами:

- энергообеспечения;
- пожарной автоматики;
- охранной сигнализации;
- подогрева газа;
- одоризации газа;
- контроля загазованности;

- регистрации параметров;

- узлов измерения расхода газа (в том числе на собственные нужды ГРС).

Перечень функций, выполняемых САУ ГРС, должен соответствовать «Перечню типовых функций, выполняемых САУ ГРС по технологическим узлам и системам», утвержденному ПАО «Газпром». Перечень типовых функций, выполняемых САУ ГРС по технологическим узлам и системам приведен в приложении В ТТТ к автоматической газораспределительной станции нового поколения АГРС-НП-1 (первого поколения).

Предварительный перечень параметров, передаваемых на различные уровни управления по ГРС «Жодино» приведен в приложении 5 к ТЧДЗ.

Перечень дополнительных параметров согласовать с Департаментом ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко).

Полный перечень контролируемых параметров определить на стадии проектирования и согласовать с ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

Перечень (предварительный) алгоритмов САУ ГРС:

- аварийный останов ГРС;

- закрытие рабочей нитки редуцирования по сигналу «Давление газа на выходе ГРС выше номинального» или по сигналу «Перепад давления на фильтре превышает допустимый»;

- подпроцесс измерения давления газа на выходе ГРС по показаниям двух датчиков;

- формирование сигнала «Перепад давления на фильтре резервной нитки редуцирования превышает допустимый»;

- управление ниткой редуцирования по сигналу «Давление газа на выходе выше номинального»;

- управление вентиляцией при уровне загазованности в укрытии выше 0,5% (Порог1);

- закрытие клапана подачи газа на собственные нужды при уровне загазованности в котельной выше 0,5% (Порог1);

- автоматический аварийный останов ГРС при пожаре в укрытии;

- управление клапаном подачи газа на собственные нужды по сигналу «Пожар в котельной»;

- защита от непреднамеренного открытия свечных кранов;

- переключение на резервную (капельную) систему одоризации.

- загрузка параметров газа в УУГ

- управление циркуляционным насосом отопления блоков

Алгоритмы предусматривают обработку входных сигналов, поступающих с модулей ввода, а также выдачу управляющих воздействий на исполнительные механизмы и сообщений оператору.

3.2.13.2 Требования к режиму работы САУ

САУ ГРС должна функционировать в автоматическом (основной режим), дистанционном режиме контроля и управления работой ГРС.

САУ ГРС должна функционировать круглосуточно, круглогодично в реальном масштабе времени во всех эксплуатационных режимах работы системы газоснабжения без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

3.2.13.3 Требования к быстродействию и точности синхронизации времени

Периодичность опроса дискретных и аналоговых сигналов, используемых в САУ ГРС, не должна превышать 0,1 с.

Быстродействие формирования команд управления:

- по быстродействующим каналам защиты и регулирования не более 0,05с.;
- по остальным каналам не более 0,2с.

САУ ГРС должна обеспечивать синхронизацию времени, а также точность временной привязки событий. Действий оператора, аварийной и предупредительной сигнализации. Погрешность временной привязки событий не должна превышать 0,1 с.

3.2.13.4 Требования к интерфейсам и протоколам передачи данных

Информационное взаимодействие локальных систем с САУ ГРС должно осуществляться по интерфейсным протоколам с использованием портов, соответствующих стандартам RS-232/422/485 или IEEE 802.3.

САУ ГРС должна обеспечить передачу информации в СЛТМ филиала «Крупское УМГ» по каналам технологической связи.

Контроллер САУ должен обеспечивать взаимодействие с существующим комплексом программ «Зонд» верхнего уровня, используемым в ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

3.2.13.5 Перечень параметров, передаваемых в ДП филиала «Крупское УМГ» (принимаемых от САУ ГРС)

Перечень параметров (сигналов) САУ ГРС, передаваемых в ПУ ПДС филиала (принимаемых от ПУ СЛТМ филиала) (далее – Перечень), необходимо согласовать с заказчиком (агентом), генеральным проектировщиком, эксплуатирующей организацией и разработчиком АСУ ТМ с учетом особенностей технологического оборудования и оперативного контроля и управления.

Минимально необходимый перечень параметров (сигналов), передаваемых в ПУ СЛТМ филиала, принять в объеме не менее чем согласно «Временных технических требований к системам линейной телемеханики», утвержденных 02 мая 2012г.

Передачу в СЛТМ данных об измеренных объемах газа с узла измерения расхода газа на собственные нужды и вводимых вручную с локального пульта контроля данных об объемах газа, израсходованного на собственные нужды ГРС по статьям расхода.

3.2.13.6 Требования к размещению ПТС САУ

Аппаратура САУ должна быть рассчитана на эксплуатацию в климатических зонах по группе УХЛ3 (по ГОСТ 15150-69) с условиями эксплуатации С3 (по ГОСТ Р МЭК 60870-2-2-2001):

- температура окружающей среды – от плюс 5ºС до плюс 70ºС;
- максимальная скорость изменения температуры – 1ºС/мин.

Все компоненты САУ должны размещаться в металлическом шкафу со степенью защиты от внешних воздействий не менее IP55, настенного исполнения.

Шкаф должен устанавливаться в невзрывоопасном, не содержащим токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в помещении операторной.

Место установки шкафа должно быть защищено от попадания брызг воды, масел, эмульсий, а также прямого воздействия солнечной радиации.

Для предотвращения несанкционированного доступа дверь шкафа для размещения аппаратуры САУ ГРС должна иметь встроенные запирающие устройства, которые блокируются ключом в закрытом состоянии.

Аппаратный шкаф САУ ГРС должен иметь приспособление для подключения к заземляющему контуру.

Конструкция шкафа, расположение аппаратов и устройств в нем должны обеспечивать:

- удобство и безопасность обслуживания;
- удобство наблюдения за работой;
- удобство подключения внешних цепей;
- удобство ремонта.

3.2.13.7 Требования к надежности

Показатели надежности САУ ГРС должны соответствовать требованиям ГОСТ 24.701-86:

САУ ГРС должна обеспечивать следующие показатели безотказности выполнения основных функций:

- срок службы САУ – не менее 15 лет;
- средняя наработка на отказ канала управления, при работе в нормальных условиях, без учета отказов исполнительных механизмов должна составлять не менее 18 000 часов и соответствовать классу R3;

- средняя наработка на отказ по любому из каналов ТИ, ТС, ТУ, ТР при работе в нормальных условиях без учета отказов датчиков должна составлять не менее 18 000 часов и соответствовать классу R3;

Среднее время восстановления САУ ГРС при отказе путем замены отказавших изделий, модулей или блоков из состава ЗИП без учета времени доставки должно соответствовать ГОСТ IEC60870-4-2011.

В САУ должны быть предусмотрены функциональные, аппаратные, программные и другие средства обеспечения высокой живучести системы и надежности ее функционирования при возможных отказах оборудования и ошибках персонала. При этом функциональная надежность должна обеспечиваться прежде всего структурой системы, диагностикой состояния программно-технических средств, простотой их обслуживания и замены.

3.2.13.8 Требования к сохранности информации при авариях

САУ ГРС должна обеспечивать сохранность информации (оперативной, архивной) при наступлении следующих событий:

- сбой (отключение) электропитания;
- включение резервного источника;
- отказ составных частей САУ ГРС;
- потеря связи с ДП УМГ.

При восстановлении питания, после рестарта контроллера, модули вывода должны выдавать значения выходных сигналов, обеспечивающих безопасное ведение технологического процесса.

3.2.13.9 Требования к диагностированию ПТС

Все компоненты САУ ГРС должны иметь возможность диагностики и самодиагностики с детализацией до сменного модуля (блока). Диагностика должна осуществляться в автоматическом режиме с выдачей сигнала в ПУ ПДС филиала.

Для исполнительных механизмов должно быть предусмотрено определение состояния ошибки при получении противоречивой информации о его состоянии или по окончании максимально допустимого времени на срабатывание.

3.2.13.10 Требования к обеспечению информационной безопасности и защите САУ от несанкционированного доступа

Информационная безопасность и физическая защита САУ ГРС должна осуществляться с учетом положений СТО Газпром 4.2-2-002-2009 и раздела 9.6 СТО Газпром 2-1.15-680-2012.

Применяемые для защиты информации ПТС не должны ухудшать необходимые (заданные) параметры функционирования САУ ГРС.

3.2.13.11 Требования к стойкости САУ к внешним воздействиям

Оборудование САУ ГРС, размещаемое в отсеке аппаратной блока котельная, должно быть рассчитано на работу в следующих условиях:

- диапазон рабочих температур от плюс 5°С до плюс 50°С;
- относительная влажность до 80 % при температуре плюс 35°С;

По устойчивости к воздействию атмосферного давления САУ ГРС должна выдерживать воздействия атмосферного давления в соответствии с группой Р1 по ГОСТ Р 52931-2008.

Оборудование САУ ГРС должно быть предназначено для установки вне взрывоопасных помещений и наружных установок.

Технические средства САУ ГРС, устанавливаемые во взрывоопасных помещениях и наружных установках классов В-1а, В-1б, В-1г, содержащих взрывоопасные концентрации газов и паров в воздухе в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.010-76 п. 7.3 «ПУЭ», должны иметь взрывозащищенное исполнение с видом защиты Exd в соответствии с ГОСТ Р 51330.0-99 и разрешительные документы надзорных органов.

Защита САУ ГРС от воздействия грозовых разрядов должна быть предусмотрена путем установки модулей грозозащиты УЗИП.

Технические средства САУ должны быть устойчивы к воздействию синусоидальных вибраций, к механическим воздействиям и соответствовать группе исполнения N3 по ГОСТ Р 52931-2008.

3.2.13.12 Требования к изоляции, гальванической развязке цепей и электромагнитной совместимости

Дискретные и аналоговые входы, а также релейные выходы должны быть гальванически развязаны от внутренних цепей устройств.

Оборудование САУ ГРС должно соответствовать требованиям устойчивости на электромагнитную совместимость по ГОСТ 30804.4.4-2013.

Для исключения растекания импульсных помех питание внешних дискретных, аналоговых датчиков и исполнительных механизмов должно иметь гальваническую развязку от питания системы.

САУ ГРС не должна формировать команды управления при непреднамеренных замыканиях на землю цепей контроля и управления.

3.2.13.13. Требования к категории надежности электроснабжения САУ

Электроснабжение САУ ГРС предусмотреть в соответствии с СТО Газпром 2- 6.2-1028-2015.

Электроснабжение САУ должно осуществляться от источников основного и резервного питания.

На САУ должна быть предусмотрена возможность автоматического переключения с основного источника питания на резервный и наоборот. Переход с основного источника питания на резервный (аварийный) и обратно должен осуществляться автоматически без потери информации и работоспособности САУ ГРС.

Для питания датчиков и цепей управления в САУ должны быть организованы отдельные, гальванически изолированные каналы питания.

Питание датчиков, а также исполнительных механизмов напряжением =24В, =110В осуществляется от блоков питания САУ ГРС. При питании исполнительных механизмов от САУ разделить кабели питания, управления и сигнализации.

3.2.13.14 Требования к заземлению устройств системы (информационному, защитному

Защитное заземление должно быть выполнено в соответствии с ТКП 339-2011, ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 25861-83.

Система должна быть оснащена шиной защитного заземления, к которой подключены все выводы заземления оборудования САУ ГРС. Шина подключается к общему контуру защитного заземления ГРС.

3.2.13.15 Требования к типам кабелей

Для прокладки внутри блоков использовать кабели с оболочками пониженной пожароопасности и низким дымо-газовыделением. Для прокладки во взрывоопасных зонах преимущественно должны использоваться бронированные кабели. Для цепей контроля и управления должны применяться кабели с медными жилами.

Для уменьшения помех должны применяться экранированные контрольные и информационные кабели. Контрольные и информационные кабели должны прокладываться в коробах раздельно с силовыми кабелями и подводиться в шкафы с разных сторон.

3.2.13.16 Типы и характеристики подключаемых к САУ датчиков

В качестве датчиков применить изделия с унифицированным выходным сигналом (4 ÷ 20 мА), либо работающие по промышленным интерфейсам (RS 232/485) и открытым протоколам информационного обмена (ModBus).

САУ ГРС должна обеспечивать прием следующих типов сигналов:

- унифицированный выходной сигнал (4÷20мА);
- дискретные сигналы, типа «сухой контакт»;
- выходное напряжение 24В, 110В, 220В;
- цифровые, по интерфейсам RS232, RS485, Ethernet с использованием стандартного протокола Modbus RTU и Modbus TCP.

3.2.13.17. Требования к программному обеспечению

САУ ГРС должна поставляться с отлаженным программным обеспечением (ПО), полностью соответствующим исходным данным разработчика ГРС (заказчика САУ) на момент отгрузки САУ от предприятия-изготовителя и не требовать проведения дополнительных доработок в период проведения пусконаладочных работ.

ПО САУ ГРС должно отвечать следующим требованиям:

- надежность, т.е. исключение возможности «провисания» контроллера, способность корректно функционировать в соответствии с алгоритмами управления при ошибках персонала;

– открытость, т.е. полное описание и возможность внесения необходимых изменений в конфигурацию прикладного ПО по согласованию с разработчиком силами обслуживающего и наладочного персонала, имеющего соответствующий уровень доступа;

– практичность, т.е. пользовательские интерфейсы САУ не должны требовать специальной подготовки и иметь удобную систему диалога;

– адаптивность (простота приспособления прикладного ПО к изменениям), т.е. способность восприятия вносимых изменений в прикладное ПО без помех для функционирования САУ и ухудшения работы других показателей.

Пользовательские интерфейсы должны быть выполнены на русском языке. В состав комплекта ПО САУ ГРС должно входить:

– инструментальное ПО;

– прикладное ПО;

– системное ПО.

Инструментальное ПО, используемое в процессе разработки проекта САУ, должно выполнять следующие функции:

– конфигурирование оборудования, используемого в составе САУ;

– конфигурирование каналов связи (сети), входящих в состав САУ;

– разработка и отладка ПО, управляющего ходом технологического процесса.

Прикладное ПО должно выполнять задачи управления ходом конкретного технологического процесса и обеспечивать управление оборудованием с учетом специфики его функционирования.

Прикладное ПО реализует функции управления технологическим процессом и разрабатывается с использованием языков технологического программирования

Системное ПО САУ ГРС представляет собой операционное ПО, поставляемое производителем контроллеров и не подлежащее изменению в процессе разработки САУ. Системное ПО должно функционировать в системе реального времени.

Все поставляемые в составе САУ ГРС программные средства должны иметь сертификаты Российской Федерации, а также лицензионные соглашения,

подтверждающие правомочность их использования. Независимо от назначения все программные средства должны поставляться с комплектами лицензий в соответствии с числом проектируемых рабочих мест.

Программирование САУ ГРС в части операторского интерфейса, уставок аналоговых параметров, контуров регулирования, блокировок защит и т.д. должно производиться посредством конфигураторов с развитым пользовательским интерфейсом и с развитой системой защиты от несанкционированного доступа.

3.2.13.18 Требования к информационному обеспечению САУ

Информационное обеспечение (ИО) должно охватывать все входящие в состав САУ ГРС вычислительные средства и включать в свой состав для каждого уровня управления:

базы данных;

программные средства;

комплект документации информационного обеспечения.

Управление базами данных должно быть реализовано с помощью унифицированных программных средств доступа к каждой базе данных. При этом допускается использование программных средств системы управления базами данных, входящих в состав общего программного обеспечения вычислительных средств заданного типа.

Информация должна быть на программном уровне защищена от несанкционированных изменений и доступа. Защита информации в оперативной памяти вычислительных средств при сбоях электропитания и защита от формирования ложных выходных сигналов и команд управления при подаче питания должна обеспечиваться аппаратными средствами.

Технология документирования хода управления процессов должна обеспечивать:

- исключение ручного ведения отчетных документов оперативным персоналом;
- регистрацию всех отклонений от нормы параметров технологических процессов в виде расшифрованных сообщений;
- регистрацию в момент поступления аварийных сигналов всех контролируемых параметров по основному и вспомогательному оборудованию, от которого поступил аварийный сигнал;
- печать списка событий, включая действия сменного персонала диспетчерской службы в автоматизированном режиме управления.

Обновление оперативной информации должно производиться в соответствии с заданной цикличностью опроса контролируемых параметров, либо спорадически при поступлении инициативных сигналов об отклонениях режима процесса от нормы или реакции системы на выход параметра за пределы “значимых” отклонений.

САУ ГРС должна представлять следующие виды информации:

- оперативная технологическая информация, представляемая оператору для контроля технологического процесса и состояния ГРС;

- журнал событий, представляемый по запросу, содержащий список всех дискретных сигналов, с указанием времени и даты каждого события. Журнал необходим для анализа и расследования причин и устранения последствий аварий;

- информация, представляемая по запросу персоналу, обслуживающему ГРС, для анализа неисправностей.

Информация предоставляется оператору в виде мнемосхем, таблиц и графиков (трендов).

Каждая мнемосхема должна содержать элементы, которые необходимы оператору для контроля и управления объектом: числовую и цветовую индикацию значений параметров, состояния исполнительных механизмов, измерительных каналов и др.

Список предупредительной сигнализации должен появляться автоматически поверх всех окон при появлении предупредительного сообщения или вызываться через меню и содержать все действующие на данный момент предупредительные и аварийные сообщения с указанием времени и даты поступления сообщения.

3.2.13.19 Требования к лингвистическому обеспечению

Лингвистическое обеспечение должно представлять собой совокупность средств и правил, используемых при общении пользователей с ПТС САУ ГРС при их разработке, монтаже и эксплуатации.

Лингвистическое обеспечение должно быть достаточным для общения с ПТС системы лиц оперативного и эксплуатационного персонала, не имеющих квалификации программиста.

Языковые средства общения с системой должны обеспечить:

- ведение диалога на русском языке;

- описание объектов и процессов в терминах и понятиях, применяемых в профессиональной лексике эксплуатирующего персонала, а также стандартизованное описание однотипных элементов информации и записи синтаксических конструкций при осуществлении процедур преобразования и машинного представления обрабатываемой информации, предусмотренных технологией эксплуатации, наращивания и резервирования системы.

3.2.13.20. Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение представляет собой описание алгоритмов и постановок задач для всех вычислительных средств САУ.

На всех уровнях математического обеспечения, должны использоваться методы контроля достоверности входной и выходной информации.

Математическое обеспечение должно быть построено на основе надеж-

ных, простых и эффективных алгоритмов.

При построении математического обеспечения должна максимально применяться унификация и типизация алгоритмов.

Производителем должно быть представлено для рассмотрения и согласования математическое обеспечение САУ ГРС с установленными на ГРС локальными системами.

3.2.13.21 Требования к метрологическому обеспечению

Основная приведенная погрешность измерительных каналов системы не должна превышать 0,1%;

Основная приведенная погрешность датчиков для измерения значений основных параметров технологических процессов, обеспечивающих выполнение требований к функционированию системы, не должна выходить за пределы:

- по группе датчиков давления ± 0,25%;
- по группе датчиков температуры ± 0,25%;
- по группе датчиков уровня жидкости ± 1,0%;

3.2.13.22 Требования по соответствию нормативным документами стандартам

САУ ГРС выполнить в соответствии с документами:

- СТО Газпром 2-2.3-1081-2016 «Газораспределительные станции. Общие технические требования»;
- «Временные технические требования к системам линейной телемеханики» (утв. 02.05.2012 ПАО «Газпром»;
- СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ГІАО Газпром»;
- другими нормативно-техническими и руководящими документами и стандартами ПАО «Газпром» и Российской Федерации в части, не противоречащей законодательству Республики Беларусь.

3.2.13.23 Требования к разрешительной документации

САУ ГРС должна иметь:

- Сертификат соответствия требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»;
- Сертификат соответствия требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;
- Сертификат об утверждении типа средств измерений Республики Беларусь.

- Сертификат соответствия или декларация о соответствии ТР 2009/013/BY «Здания и сооружения, строительные материалы и изделия. Безопасность» и (или) ТР ЕАЭС 043/2017 «О требованиях к средствам обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения».

3.2.13.24 Требования к сроку службы САУ

Назначенный срок службы САУ ГРС должен составлять не менее 15 лет.

Назначенный срок службы САУ должен быть указан в конструкторской документации и паспортах (формулярах).

Средняя наработка на отказ САУ в целом должна быть не менее 18000 часов.

3.2.13.25 Требования к гарантии поставщика на САУ

Гарантийный срок хранения 72 месяца со дня отгрузки САУ в комплекте с поставляемым технологическим оборудованием.

Гарантийный срок эксплуатации - 60 месяцев со дня ввода САУ в эксплуатацию.

Поставщик САУ ГРС должен гарантировать бесплатное устранение дефектов, обнаруженных в течение гарантийного срока после ввода САУ ГРС в эксплуатацию при условии выполнения требований по хранению и эксплуатации.

Гарантийные обязательства поставщика должны быть указаны в конструкторской документации и паспортах (формулярах).

3.2.13.26 Комплектность

Комплект САУ ГРС должен включать в себя:

– шкаф автоматики (с кнопками аварийного останова и средствами ручного управления запорным оборудованием с индикацией положения крана);

– устройство или блок бесперебойного питания;

– контроллер, включающий процессорный модуль и функциональные модули, реализующие необходимый функционал;

– панель оператора;

– шкаф УЗИП с полным комплектом необходимых модулей;

– полный комплект программного обеспечения, необходимый для полноценного функционирования САУ ГРС и панели оператора, включая средства загрузки, необходимые для создания резервной копии прошивки контроллера и восстановления в случае его отказа;

– сервисное устройство;

– цифровые носители информации;

– конструкторскую и эксплуатационную документацию.

3.2.13.27 Требования к безопасности

САУ ГРС должна быть построена таким образом, чтобы ошибочные действия оперативного персонала или отказы технических средств не приводили к ситуациям, опасным для жизни и здоровья людей.

САУ ГРС должна отвечать общим требованиям по электрической и механической безопасности по ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все внешние элементы технических средств САУ, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства иметь зануление или защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81, «Правилами устройства электроустановок» и СТО Газпром 2-1.11-290-2009 «Положение по обеспечению электромагнитной совместимости производственных объектов ПАО «Газпром».

Конструкция электрооборудования должна соответствовать требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91.

3.2.13.28 Требования к документации

Для разработки проектной (рабочей) документации в технической документации на САУ ГРС должны быть приведены сведения о габаритных, присоединительных и установочных размерах, нагрузке на фундаменты закладных деталях, местах подключения внешних коммуникаций и другие необходимые сведения.

При поставке САУ ГРС эксплуатационная (техническая) документация должна содержать подробные инструкции по монтажу, пусконаладочным работам и эксплуатации регламент технического обслуживания, руководство по поиску и устранению неисправностей на русском языке и соответствовать поставляемой системе.

Состав документации, поставляемой комплектно с САУ ГРС, должен включать следующие документы:

- ведомость эксплуатационной документации;
- паспорт;
- формуляр;
- конструкторская документация на шкафы САУ ГРС;
- руководство пользователя (оператора);
- инструкция по формированию и ведению базы данных;
- общее описание системы;
- ведомость ЗИП;
- лицензионные соглашения на ПО (с передачей соответствующих прав пользования лицензиями эксплуатирующей организации);
- копии сертификатов соответствия на элементы КТС;
- ведомость машинных носителей информации;
- каталог базы данных;

– руководство по техническому обслуживанию;
– руководство системного инженера;
– инструкции по эксплуатации комплекса технических средств;
– описание ПО;
– методика поверки измерительных каналов;
– сертификаты качества (паспорта) на трубы, соединительные детали трубопроводов и сварочные материалы;
– сертификаты соответствия Системы добровольной сертификации ИНТЕРГАЗСЕРТ на соединительные детали и трубы;
– разрешения Госпромнадзора МЧС Республики Беларусь на применение труб и соединительных деталей;
– копии инструкций (WPS) на квалифицированные (аттестованные) технологические процессы сварки;
– информация о квалификации сварщиков, специалистов сварочного производства и специалистов по неразрушающему контролю, а также об аккредитации лаборатории неразрушающего контроля;
– результаты контроля допускных стыков сварщиков;
– монтажные схемы сварных соединений, журналы сварочных работ, а также заключения и протоколы о результатах контроля качества сварных соединений.

Вся документация должна быть предоставлена на русском языке, кроме общепринятых терминов, как на бумаге, так и в электронном виде.

В составе эксплуатационной документации должен быть представлен документ «Метрологическое обеспечение», разработанный в соответствии с СТО Газпром 5.85-2020.

Изготовитель обязан предоставить не менее трех экземпляров эксплуатационной документации в бумажном виде и одного экземпляра в электронном, не менее двух экземпляров ПО на съемных носителях информации.

3.2.13.29 Требования к контролю качества и приемке

Изготовленная САУ ГРС до проведения заводских испытаний подлежит приемке с целью удостоверения ее годности для использования в соответствии с требованиями, установленными в настоящем ТЧДЗ. Приемку САУ ГРС проводит отдел технического контроля (ОТК) изготовителя на полигоне изготовителя. В формуляре на САУ ГРС изготовителем ставится отметка, свидетельствующая о прохождении контроля качества и готовности САУ ГРС к заводским испытаниям.

Заводские испытания должны проводиться на стенде (полигоне, производственной площадке) изготовителя для проверки комплектности оборудования, сопроводительной документации и функционирования САУ ГРС с разработанным прикладным ПО с целью определения готовности (неготовности) САУ к поставке и монтажу на объекте.

Заводские испытания должны проводиться в соответствии с «Программой

и методикой проведения заводских испытаний», которая должна быть выполнена изготовителем и согласована с заказчиком (агентом) и эксплуатирующей организацией.

По результатам заводских испытаний оформляется Акт заводских испытаний и протокол. В протоколе должны содержаться сведения о результатах испытаний, замечания (при их наличии) и сроки их устранения (до момента отгрузки). В Акте дается заключение о готовности либо неготовности САУ ГРС к поставке и монтажу на объекте.

Изготовитель должен представить заказчику (агенту) Акт, подтверждающий передачу разработчику АСУ ТП документации, включающей описание интерфейсов, протоколов обмена, карт адресного пространства, перечня передаваемых параметров в АСУ ТП.

3.2.14 Требования к контрольно-измерительным приборам

Предусмотреть применение контрольно-измерительных приборов (КИП) российского производства. Тип и номенклатуру применяемого оборудования согласовать с заказчиком (агентом), заказчиком, эксплуатирующей организацией и Департаментом, ответственным за формирование и реализацию единой технической политики ПАО «Газпром» в области автоматизации производственно-технологических процессов и диспетчерского управления.

Все оборудование КИП должно быть применено в соответствующем климатическом исполнении по ГОСТ 15150-69. Все средства измерения и автоматизации, эксплуатируемые во взрывоопасных зонах, должны иметь взрывозащиту, подтвержденную сертификатом о соответствии взрывозащищенного электрооборудования ТР ТС для его эксплуатации во взрывоопасной зоне (Сертификат соответствия Ex ТР ТС).

Тип САУ ГРС определить на этапе проектирования и согласовать с заказчиком, эксплуатирующей организацией и Департаментом, ответственным за формирование и реализацию единой технической политики ПАО «Газпром» в области автоматизации производственно-технологических процессов и диспетчерского управления.

Все КИП должны удовлетворять следующим требованиям:

- документация (паспорт, руководство по эксплуатации и монтажу) на русском языке;
- комплект необходимых монтажных частей;
- свидетельство (сертификат) об утверждении типа средства измерения;
- свидетельство (сертификат) о первичной поверке;
- показания в метрической системе единиц измерения.

Для взрывозащищенного оборудования:

- сертификат соответствия Техническим регламентам Таможенного союза (далее ТР ТС) или Декларация о соответствии ТР ТС;
- сертификат о соответствии взрывозащищенного оборудования ТР ТС для его эксплуатации во взрывоопасной зоне (сертификат соответствия Ex ТР

ТС).

Все документы, сертификаты (свидетельства) должны быть действительны на момент ввода в эксплуатацию САУ ГРС.

Выбор КИП и кабелей выполнить в соответствии с классом взрывоопасности и пожароопасности зон, помещений и наружных установок, категории, группы и температурного класса взрывоопасной смеси.

КИП, располагаемые во взрывоопасных зонах, а также приводы в составе исполнительных механизмов, должны иметь соответствующий уровень взрывозащиты.

Все КИП должны использовать для передачи информации унифицированные сигналы 4 ÷ 20мА или интерфейсные каналы с поддержкой открытых протоколов типа Modbus для подключения к САУ ГРС.

КИП должны поставляться полностью готовыми к эксплуатации и иметь необходимый комплект монтажных частей.

Компоновка КИП должна быть выполнена с учетом оптимального размещения соединительных трубопроводов с арматурой и обеспечивать при этом максимальное удобство обслуживания и безопасность эксплуатации оборудования в соответствии с действующими нормами и правилами.

Высота размещения органов управления (в том числе кранов в составе отборных устройств) и индикаторов (шкал) показывающих приборов должны находиться на высоте 1-1,7 м, а органы управления запорной арматурой - в одной плоскости со шкалой прибора с учетом высоты площадок обслуживания.

Ко всем КИП должен обеспечиваться свободный доступ для выполнения монтажа и обслуживания.

Заземление КИП должно выполняться в соответствии с требованиями ТКП 339-2011.

В местах расположения КИП должно предусматриваться защитное заземление. К защитному заземлению должны подключаться корпуса оборудования и соединительных коробок, броня кабелей.

Комплектно поставляемые КИП должны иметь:

- паспорта, инструкции (руководство) по монтажу, наладке и эксплуатации на русском языке;
- свидетельство РФ об утверждении типа средства измерения;
- методики проверки (калибровки) средств измерений; свидетельства и протоколы проверки (калибровки).

3.2.15 Требования к системе пожарной автоматики и контроля загазованности

3.2.15.1 Для СПА и КЗ применить ПТС российского производства. Тип применяемых ПТС для СПА и КЗ, в том числе пожарных извещателей, пожарных оповещателей, приборов приемно-контрольных пожарных, приборов пожарных управления (приборов приемно-контрольных пожарных и управления),

согласовать с эксплуатирующей организацией, Заказчиком и Департаментом, ответственным за формирование и реализацию единой технической политики ПАО «Газпром» в области автоматизации производственно-технологических процессов.

3.2.15.2 Применить ПТС, прошедшие испытания в составе опытных образцов систем автоматизации в соответствии с утвержденным Регламентом проведения испытаний опытных образцов систем автоматизации на объектах ПАО «Газпром, обеспечивающих интеграцию с вышестоящей системой пожарной автоматики и контроля загазованности (СПА и КЗ).

3.2.15.3 Система пожарной автоматики АГРС должна соответствовать действующей нормативно-технической документации Республики Беларусь:

- НПБ 15-2007* «Область применения автоматических систем пожарной сигнализации и установок пожаротушения»;
- СНБ 2.02.02-01 п.5 «Эвакуация людей из зданий и сооружений при пожаре»;
- СТБ 11.14.01-2006 «Система стандартов пожарной безопасности. Системы пожарной сигнализации. Приборы управления пожарные. Общие технические условия»;
- СТБ 11.16.01-98 «Системы пожарной сигнализации. Общие требования»;
- ТКП 45-2.02-317-2018 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;
- ТКП 45-2.02-315-2018 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ТКП 45-4.03-267-2012 «Газораспределение и газопотребление. Строительные нормы проектирования»;
- СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 «Газораспределительные станции. Правила эксплуатации»;
- ТР 2009/013/BY* «Здания и сооружения, строительные материалы и изделия. Безопасность».
- Закон Республики Беларусь о пожарной безопасности ((статья 8 Закона Республики Беларусь «О пожарной безопасности» 15 июня 1993 г. N2403-XII).
- Общие требования пожарной безопасности к содержанию и эксплуатации капитальных строений (зданий, сооружений), изолированных помещений и иных объектов, принадлежащих субъектам хозяйствования», утвержденные Декретом Президента Республики Беларусь от 23.11.2017 № 7 «О развитии предпринимательства».

3.2.15.4 Проектная документация на оборудование объекта системой пожарной автоматики, разрабатываемая в объеме конструкторской документации АГРС, работы по монтажу и наладке пожарной автоматики должны быть выполнены организацией, имеющей специальное разрешение (лицензию) Республики Беларусь в соответствии с указом Президента Республики Беларусь от 01.09.2010 г. №450.

3.2.15.5 Проектирование системы пожарной автоматики и системы контроля загазованности АГРС должно быть выполнено на основании технического задания «Система пожарной автоматики и контроля загазованности» по объ-

екту «Реконструкция газопровода-отвода и ГРС Жодино».

3.2.15.6 Разработать спецификацию (опросный лист) на применяемое в составе СПА и КЗ, оборудование с указанием типов, количества, изготовителя, а также о согласовании указанной документации с Заказчиком, эксплуатирующей организацией и Департаментом, ответственным за формирование и реализацию единой технической политики ПАО «Газпром» в области автоматизации производственно-технологических процессов.

3.2.15.7 В проектной документации отразить требование о необходимости разработки программы и методики испытаний пожарной автоматики в соответствии с требованиями ТКП 365-2011 (02300).

3.2.15.8 СПА и КЗ АГРС должна обеспечивать:

3.2.15.8.1 пожарная автоматика:

- выполнение функций автоматического контроля пожарного состояния защищаемых объектов, управления средствами оповещения и эвакуации;
- формирование управляющих команд при пожаре для включения оповещения, закрытия быстродействующего клапана на газопроводе в блоке котельная/аппаратная, отключения принудительной вентиляции и технологического оборудования;
- передачу сигналов «Пожар», «Неисправность», «Несанкционированное вскрытие корпуса прибора» в круглосуточную диспетчерскую службу УМГ ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» средствами СЛТМ;
- защиту оборудования по питающим и сигнальным цепям, выходящим за пределы зданий и сооружений от импульсных перенапряжений (грозозащита).

3.2.15.8.2 контроль загазованности:

- непрерывное измерение в контролируемых зонах концентрации газа (СН4, СО) заданных пределов;
- отображение измеренных величин;
- отображение аварийной и предупредительной сигнализации при превышении измеренными концентрациями газа (СН4, СО) заданных пределов;
- формирование команд включения средств светового и звукового оповещения;
- формирование команд управления принудительной вентиляцией и запорной арматурой;
- передачу информации в системы управления верхнего уровня по каналам передачи данных;
- самодиагностику.

3.2.15.9 Пожарная автоматика должна выполняться на основе серийных промышленных технических, информационных и программных средств с возможностью ведения архива событий и расшифровки сигналов о сработке пожарной сигнализации по помещениям.

3.2.15.10 Технические решения, планы расположения оборудования СПА и КЗ необходимо согласовать с ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

3.2.15.11 СПА и КЗ должна формировать звуковую и световую сигнализацию при превышении заданных пороговых значений концентрации:

метана:

- первый порог (10 % НКПВ) - предупредительную сигнализацию,
- второй порог (20 % НКПВ) - аварийную сигнализацию;

окиси углерода:

- первый порог (20 мг/м.куб.) – предупредительную сигнализацию;
- второй порог (100 мг/м.куб.) – аварийную сигнализацию».

3.2.15.12 Предусмотреть передачу в САУ ГРС от СПА и КЗ сигналов «Пожар», «Неисправность» и «Несанкционированное вскрытие корпуса прибора», «Загазованность > 10 % НКПВ», «Загазованность > 20 % НКПВ», «Загазованность > 20 мг/м.куб.», «Загазованность > 100 мг/м.куб.», «Отказ системы контроля загазованности».

3.2.15.13 Оборудование СПА и КЗ должно быть сертифицировано в Республике Беларусь.

3.2.15.14 Электроснабжение СПА и КЗ АГРС предусмотреть:

3.2.15.14.1 основной источник электроснабжения - существующая сеть переменного тока напряжением 220В, 50 Гц (необходимая мощность сети рассчитывается на основании технической документации применяемого оборудования);

3.2.15.14.2 резервные источники электроснабжения, обеспечивающие непрерывную работу электроприемников в соответствии с требованиями ТНПА, действующими на территории Республики Беларусь:

а) источник бесперебойного питания (ИБП);

б) аккумуляторная батарея (АКБ), входящая в комплект поставки оборудования.

3.2.15.15 При проектировании разработать смету на пусконаладочные работы по СПА и КЗ.

3.2.16 Требования к запорной арматуре

3.2.16.1 Запорная арматура предназначена для отключения технологических трубопроводов, аппаратов и сосудов.

3.2.16.2 Вся применяемая запорная арматура должны соответствовать требованиям СТО Газпром 2-4.1-212-2008 и иметь:

- надписи с номерами в соответствии с технологической схемой;
- указатели направления открытия и закрытия;
- указатели направления движения потока газа (жидкости).

3.2.16.3 Технические требования к трубопроводной арматуре (газовой и для одоранта) принять в соответствии с ГОСТ 12.2.063, СТО Газпром 2-4.1-212-2008.

3.2.16.4 Герметичность затвора трубопроводной арматуры (газовой и для одоранта) должна соответствовать классу «А» по ГОСТ 9544-2015.

3.2.16.5 Для дистанционного управления запорной арматурой (краны шаровые, регулирующее устройство) предусмотреть применение электриче-

ских приводов. Конструкция, характеристики и параметры работы приводов должны соответствовать требованиям СТО Газпром 2-4.1-212-2008.

3.2.16.6 Запорная арматура должна сохранять работоспособное состояние без проведения текущего ремонта в течение всего срока службы АГРС.

3.2.16.7 На АГРС необходимо применять полнопроходную запорную арматуру (краны шаровые), в качестве арматуры для редуцирования и заполнения газопроводов допускается применять – задвижки.

3.2.16.8 Не допускается применение запорной арматуры для редуцирования давления газа.

3.2.16.9 Не допускается применение арматуры из серого чугуна.

3.2.16.10 Предусмотренные к применению краны шаровые должны быть сертифицированы на соответствие требованиям промышленной безопасности в установленном порядке – иметь декларацию о соответствии и (или) сертификат(ы) соответствия всем техническим регламентам Таможенного союза, действие которых распространяется на поставляемую продукцию (в т. ч. ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»), выданные (зарегистрированные) соответствующим аккредитованным органом или иметь разрешение Госпромнадзора МЧС Республики Беларусь на право применения на опасных производственных объектах Республики Беларусь.

3.2.16.11 Запорная арматура должна быть из числа включенной в «Единый Реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром».

3.2.16.12 Краны предусматриваются в заводской изоляции. Тип, материальное исполнение арматуры определен исходя из условий эксплуатации с учетом климатических условий, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды для обеспечения надежной и безопасной ее эксплуатации.

3.2.17 Требования к системе электроснабжения (электрооборудования, электроосвещения)

Система электроснабжения предназначена для обеспечения электроэнергией всех электроприёмников ГРС и включает в себя:

- источники электроснабжения;
- электрооборудование и аппаратура распределения электроэнергии.

Устройство, условия применения на ГРС и техническая эксплуатация электрооборудования должны удовлетворять требованиям ПУЭ, «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром», и других ТНПА, действующих в Республике Беларусь, паспортных данных устанавливаемого оборудования.

В электроустановках ГРС должны быть предусмотрены меры защиты персонала от поражения электрическим током. В качестве мер защиты от поражения электрическим током при повреждении изоляции предусмотреть:

-уравнивание потенциалов и защита от вторичных проявлений молнии;

-автоматическое отключение питания;

-обеспечение недоступности токоведущих частей;

-применение специальных электрозащитных средств и др.

В соответствии с СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром» по степени надежности электроснабжения проектируемые электроприемники ГРС отнести к I категории, I категории особой группы, II и III категории:

-электроприемники III категории надежности, не охваченные АВР (бытовая нагрузка, отопление, наружное освещение, ЭХЗ, и др.), должны получать питание от основного источника;

- электроприемники I и II категорий (аварийная вентиляция взрывоопасных помещений, аварийное освещение, электрообогрев трубопроводов, технологическое оборудование, наружное освещение площадки ГРС, совмещенное с охранным и др.), которые охвачены АВР, при исчезновении основного питания должны получать питание от резервного источника (ИБП) на время, необходимое для восстановления питания от основного источника;

- электроприемники особой группы I категории (САУ ГРС, охранная сигнализация, пожарная сигнализация и др.), которые охвачены АВР, должны получать питание от ИБП на время, необходимое для восстановления напряжения основного источника или на время, необходимое для пуска резервного электроагрегата.

Система электроснабжения ГРС должна обеспечивать:

- прием электроэнергии от станционных источников питания;

- электроэнергию при кратковременном исчезновении (или просадке) напряжения на время работы не менее 30 мин;

- распределение электропитания напряжением ~400/230 В, частотой 50 Гц на вспомогательные механизмы, приборы освещения и систему автоматического управления ГРС с обеспечением защиты от перегрузок и коротких замыканий, обрыва фазы (фаз), неправильного чередования фаз;

- формирование и передачу в САУ сигналов состояния электроприемников;

- дистанционное и автоматическое управление электропотребителями ГРС для обеспечения работы в автоматическом режиме;

- автоматическое включение резервного ввода при исчезновении напряжения переменного тока ~400/230 В, частотой 50 Гц на рабочем вводе и возврат в исходное положение при восстановлении напряжения на рабочем вводе (автоматическое включение и отключение резервного ввода и переключение на станционные источники питания должно происходить без перерывов в электропитании ГРС).

Конструкция и комплектация ГРС в части электроснабжения должны предусматривать:

- ВРУ для подключения кабельных линии (КЛ) 0,4 кВ от основного источника электроснабжения и резервного источника электроснабжения с устройством АВР;

- аварийный источник электроснабжения - ИБП On-line, питающий электроприемники I категории особой группы во всех режимах, в том числе и при пропадании напряжения от резервного источника на время восстановления питания от основного источника (на время работы не менее 30 мин);

- установку комбинированного УЗИП класса I+II на основе искровых промежутков в схеме ВРУ;

- установку УЗИП класса III в сетях электроснабжения оборудования связи, КИПиА, АСУ;

- систему заземления TN-S;

- систему управления наружным освещением блоков ГРС (ручное и автоматическое) и внутренним освещением (ручное);

- необходимое количество кабельных вводов/выводов;

- резервные присоединения (автоматические выключатели, с техническими характеристиками, аналогичными задействованым) для подключения потребителей, не входящих в состав поставки ГРС в количестве не менее 20%;

- дополнительное оборудование и материалы для соблюдения норм и требований ТНПА Республики Беларусь.

Параметры электропотребителей:

- переменного тока напряжением 230/480 В, частотой 50 Гц- не более 20,0 кВт, максимальный расчетный рабочий ток не более 35,7 А.

В Приложении 6 отражена предлагаемая электрическая однолинейная схема электроснабжения блочной ГРС.

Щит ВРУ должен быть выполнен секционированным и содержать не менее трех секций шин в полной комплектации устройства:

- первая секция шин осуществляет питание электроприемников III категории (электроприемников, не охваченных АВР);

- вторая секция шин осуществляет питание электроприемников I и II категории и подключается через коммутационный аппарат АВР либо к основному источнику питания, либо к резервному электроагрегату;

- третья секция шин осуществляет питание электроприемников I категории особой группы и через коммутационный аппарат АВР-ИБП подключается к ИБП или ко второй секции шин.

Климатическое исполнение щита ВРУ -УХЛ 4, степень пылевлагозащищенности - не менее IP31.

Габаритные размеры щита ВРУ (ШхГхВ), мм 800х450х1800, жестких ограничений не выставляется.

Электроприемники должны присоединяться к секциям шин ВРУ через автоматические выключатели. Автоматические выключатели должны быть

снабжены расцепителями для защиты оборудования от коротких замыканий и токовых перегрузок в соответствии.

Щит ВРУ должен содержать на вводе коммутационные аппараты управления и защиты для его присоединения к питающей сети и резервному источнику питания.

На основном вводе 230/400 В до вводного автоматического выключателя должен быть установлен микропроцессорный двухтарифный трехфазный счетчик активной энергии с классом точности не ниже 0,5. Счетчик должен быть снабжен цифровым интерфейсом для обеспечения связи и передачи данных в САУ ГРС.

В ВРУ после АВР предусмотреть 4 трехфазных АВДТ на номинальный ток 16 А, кратность уставки электромагнитного расцепителя не более 6 Iн, с уставкой по дифференциальному току 30 мА для подключения нагрузок, не входящих в состав поставки.

В распределительном щите предусмотреть три модульных места для установки автоматических выключателей к вспомогательным системам ГРС.

Предусмотреть автоматический выключатель для электроснабжения оборудования ТСО (системы охранной телевизионной), с прокладкой кабеля к шкафу ТСО. Мощность, потребляемая оборудованием ТСО- 1,5 кВт.

Предусмотреть автоматический выключатель для электроснабжения оборудования ТСО наружной установки (видеокамер системы охранной телевизионной) общей потребляемой мощностью 0,4 кВт.

Предусмотреть необходимое количество кабельных вводов-выводов с уплотнениями Roxtec или аналогичных, марку кабелей принять ВБШвнг(А)-LS. Внутри ГРС кабели принять типа ВВГнг(А)-LS.

В качестве резервного источника электроснабжения предусмотреть дизель-генераторную установку (ДГУ) со второй степенью автоматизации (ГОСТ 14228-80 «Дизели и газовые двигатели автоматизированные»), с выносным шкафом АВР, с временем непрерывной работы 24 ч, в климатическом исполнении У1 (ГОСТ 15543.1-89 «Изделия электротехнические и другие технические изделия. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам»), во всепогодном кожухе, в шумоизоляционном исполнении и степенью защиты IP54 (ГОСТ 14254-2015 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)») с автоматической подзарядкой АКБ.

Номинальные параметры ДГУ:

- номинальная мощность – 11 кВА/8,7 кВт, допустимая перегрузка 20 % на время не более 1 ч;
- номинальное напряжение ~230/480 В, номинальная частота 50 Гц.
- габаритные размеры (кожух) ~ 2500х1300х1000 мм (ДхШхВ), жестких ограничений не выставляется.

Электрическая мощность электроприемников, получающих питание от ДГУ (через АВР), не должна превышать номинальную мощность электроагрегата.

Аварийный источник электроснабжения – ИБП:

- электрическая мощность электроприемников, получающих питание от ИБП (через АВР), не должна превышать мощность ИБП;
- номинальное выходное напряжение ИБП - 230 В переменного тока, номинальная частота 50 Гц;
- основной режим работы -on-line;
- наличие ремонтного (сервисного) и статического байпасов;
- микропроцессорная система контроля;
- наличие канала связи RS-485;
- климатическое исполнение -УХЛ 4, степень пылевлагозащищенности – IP20;
- габаритные размеры (ШхГхВ), мм 615х850х2105, жестких ограничений не выставляется.;
- аккумуляторная батарея ИБП должна быть герметичной, необслуживаемой, ее работа не должна сопровождаться выделением токсичных веществ и взрывоопасных газов.
- время автономной работы, не менее 30 минут.

Передачу и сигнализацию параметров ИБП, основного электротехнического оборудования (учет активной электроэнергии, выполненный электронным счетчиком) обеспечить посредством САУ ГРС.

Электроснабжение приборов и оборудования пожарной автоматики (АПС, СОУЭ, АСГА, АУПТ) выполнить по особой группе I категории надежности.

Предусмотреть применение энергоэффективных технологий, оборудования и материалов в том числе использование светодиодных источников света, разрешенных к применению в ПАО «Газпром».

Такие электроприемники, как САУ, устройства контроля загазованности, технологической сигнализации и устройства коммерческого измерения расхода газа должны быть запитаны резервным питанием по I категории от ИБП ГРС в течение 48 часов.

Применение аварийных источников электроснабжения выполнить в соответствии с СТО Газпром 2-6.2-300-2009 «Применение аварийных источников электроснабжения на объектах ОАО "Газпром"» .

Освещение внутри помещений запроектировать с учетом требований РД 1.14-127-2005 «Нормы искусственного освещения», ТКП 45-2.04-153-2009 «Естественное и искусственное освещение. Строительные нормы проектирования ».

Светильники для освещения помещений ГРС выбрать в соответствие с требованиями взрывобезопасности, с маркировкой взрывозащиты «Exd».

В помещениях ГРС должно быть предусмотрено рабочее (основное), аварийное и ремонтное освещение в соответствии с СП 52.133303.2011 «Естественное и искусственное освещение» и ПУЭ.

На блоках ГРС предусмотреть установку наружных светильников соответствующего исполнения.

Электрическую мощность ДГУ, ИБП и проектируемых электроприемников согласовать с ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

3.2.18 Требования к системе молниезащиты и заземления

Конструкция ГРС, системы САУ, телемеханики, связи, технологического и электротехнического оборудования, располагаемые в ГРС, должны быть защищены от статического электричества, от прямых ударов молнии, и вторичных ее проявлений.

По опасности ударов молнии ГРС следует классифицировать, как специальные объекты, представляющие опасность для непосредственного окружения.

Требования к системе молниезащиты и заземления:

- система молниезащиты и заземления предназначена для защиты блоков и оборудования ГРС от прямых ударов молний, а также грозовых и коммутационных перенапряжений в сетях;

- блоки ГРС, должны быть защищены от прямых ударов молний в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление», ТКП 336-2011 «Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций», СТО Газпром 2-1.11-170-2007 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и коммуникаций ОАО Газпром»;

-площадка для размещения ГРС и наружных взрывоопасных установок должны быть оснащены молниезащитой II уровня;

- заземление электроустановки ГРС и защитные меры электробезопасности должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.030-81 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление», ТКП 339-2011 «Электроустановки напряжением до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний», ПУЭ;

- на силовых вводах предусмотреть установку устройств защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП) I+II класса защиты;

-в блоках ГРС предусмотреть главную заземляющую шину ГЗШ (промаркировать ее);

-внутреннюю магистраль заземления выполнить из стали 4х40 мм;

- узлы для соединения внутренней магистрали с наружной предусмотреть в двух местах (снаружи предусмотреть болты заземления). Соединения болтов заземления с ГЗШ выполнить отдельными проводниками;

- соединения всех проводников с ГЗШ должны быть разъемными;

- для оборудования связи, КИПиА, АСУ предусмотреть защиту от вторичных воздействий молнии путем применения УЗИП III класса;

- заземляющие устройства укрытия, трубопроводов, электроустановок и молниезащиты ГРС должны быть объединены в общую систему с помощью системы уравнивания потенциалов;

- шины защитного заземления ВРУ ГРС присоединить к контуру защитного заземления проводом ПуГВ-ХЛ одножильным зелено-желтым ГОСТ Р 53768-2010 с сечением не менее 16 мм2. Данный провод предусмотреть в комплекте поставки ГРС, при этом один конец провода должен быть присоединен к шине защитного заземления ВРУ, а остальная часть сбухтована и закреплена возле группового кабельного ввода. Провод должен быть оконцован кабельными наконечниками с двух сторон;

- заземление слаботочных микропроцессорных приборов САУ, оборудования связи и телемеханики, узла учета предусмотреть с применением функционального заземления FE;

-изолированную шину функционального заземления FE присоединить к контуру защитного заземления кабелем ВБШвнг(А) 1х25. Данный кабель предусмотреть в комплекте поставки ГРС, при этом один конец кабеля должен быть присоединен к изолированной шине функционального заземления FE, а остальная часть сбухтована и закреплена возле группового кабельного ввода. Кабель должен быть оконцован кабельными наконечниками с двух сторон.

- все элементы молниезащиты и заземления должны быть защищены от коррозии.

Для защиты от заносов высоких потенциалов ввод сетей питания, автоматики, связи и сигнализации в блок-боксы ГРС выполнить специальных кабельных вводах. Все металлические поверхности кабелей (броня, оболочки, экраны), а также все надземные и подземные коммуникации на вводе в здания присоединить к контуру защитного заземления.

3.2.19 Требования к системам отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха

3.2.19.1 Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха предназначены для обеспечения требуемой температуры воздуха и заданного воздухообмена в блоках (отсеках) ГРС.

3.2.19.2 Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, а также параметры микроклимата в блоках (отсеках) ГРС должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005-88, СНБ 4.02.01-03 и техническим требованиям организаций-изготовителей оборудования. В отсеке «Аппаратная» (с местом для работы оператора) для создания необходимого микроклимата предусмотреть систему кондиционирования воздуха.

3.2.19.3 Для блоков переключения и технологического категории «Ан» по взрывопожарной и пожарной опасности должна быть предусмотрена аварийная механическая вытяжная система вентиляция, обеспечивающая восьмикратный

воздухообмен, включаемая при срабатывании датчика контроля загазованности по природному газу в этих блоках или вручную. Для аварийной вентиляции предусмотреть вентилятор во взрывозащищенном исполнении.

Выбросы из систем аварийной вентиляции размещать на высоте не менее 3 м от земли. Для возмещения расхода воздуха, удаляемого аварийной вентиляцией предусмотреть приток наружного воздуха.

С наружной стороны блоков, двери отсека «Аппаратная», должны быть установлены средства световой и звуковой сигнализации о загазованности этих блоков и кнопочные посты управления аварийной вентиляцией (при этом установку звуковой сигнализации предусмотреть таким образом, чтобы звуковой сигнал был слышен на всей территории ГРС).

3.2.19.4 Параметры наружного воздуха принять в соответствии с СНБ 4.02.01-08 и СНБ 2.04.02-2001.

3.2.19.5 В комплекте документации на ГРС предоставить заводские акты испытания системы вентиляции. Предусмотреть аэродинамические испытания и паспортизацию систем вентиляции.

3.2.19.6 Расчетную внутреннюю температуру воздуха в холодный период года принять:

- в блоке переключения и блоке технологическом: не ниже температуры, соответствующей требованиям размещенного в нем оборудования, но не менее + 5 ºС, с возможностью отключения или установки устройств для энергосберегающего обеспечения (поддержания) температурного режима;
- отсек «Аппаратная»: +20 ± 5 °С.

3.2.19.7 Параметры систем вентиляции: - блок переключения, блок одоризации: естественная приточно-вытяжная, кратность воздухообмена не менее 10;

- блок переключения, отсек переключения: естественная приточно-вытяжная, кратность воздухообмена не менее 3;
- блок технологический: естественная приточно-вытяжная, кратность воздухообмена не менее 3;
- отсек «Аппаратная»: естественная приточно-вытяжная, кратность воздухообмена в соответствии со СНиП 11-35-76 и СНБ 4.02.01-03.

3.2.19.8 Для блоков ГРС предусмотреть водяную систему отопления. Система отопления закрытого типа с искусственной циркуляцией теплоносителя. В качестве теплоносителя включить в объем поставки незамерзающую жидкость с температурой замерзания не выше – 40 °С.

3.2.19.9 Обеспечить работу системы теплоснабжения ГРС без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

3.2.19.10 Предусмотреть двухтрубную горизонтальную систему отопления с принудительной циркуляцией теплоносителя. В качестве нагревательных приборов предусмотреть приборы с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку: радиаторы секционные или панельные одинарные, либо отопительные приборы из гладких стальных труб.

3.2.19.11 Комплектность, степень надежности оборудования, уровень автоматизации, телемеханизации, автоматически обеспечивают процесс теплоснабжения с требуемыми параметрами без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

3.2.19.12 Технические характеристики котельной ГРС:

- мощность котлоагрегатов - определена из суммарного теплопотребления объектов ГРС, предусмотрена установка не менее 4-х котлоагрегатов (единичной мощностью по 350 кВт каждый);
- регулирование - количественно-качественное;
- насосное оборудование - со 100 % резервированием;
- температура теплоносителя на входе в котел: +70 °С;
- температура теплоносителя на выходе из котла: +90 °С;
- рабочее давление в тепловой сети: до 0,3 МПа;
- вид топлива - природный газ;
- КПД выше 92%;
- сборка трубопроводов - при помощи сварки.

3.2.20 Требования к системе защиты от коррозии

3.2.20.1 Для антикоррозионной защиты надземных металлоконструкций и технологического оборудования предусмотреть применение защитных покрытий, разрешенных к применению в ПАО «Газпром».

3.2.20.2 При поставке металлоконструкций и оборудования без заводской изоляции предусмотреть грунтовочные материалы, обеспечивающие защиту от коррозии на период транспортировки, межоперационного хранения и монтажа.

3.2.20.3 Вставки электроизолирующие на входных и выходных газопроводах входят в комплект поставки АГРС (всего 6 шт.: вход АГРС, выход АГРС, выход с ППК № 1, выход с ППК № 2, свечная линия со входа АГРС, свечная линия с выхода АГРС). Вставки электроизолирующие должны быть допущены в установленном порядке к применению на объектах ПАО «Газпром».

3.2.20.4 Предусмотреть применение трубопроводной арматуры с гальванической развязкой корпуса и блоков управления приводами.

3.2.20.5 Использовать типы и конструкции изоляционных покрытий, защитные материалы для надземных участков трубопроводов, оборудование электрохимической защиты, запорную арматуру и соединительные детали, включенные в Единый Реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром».

3.2.20.6 Система защитных покрытий должна соответствовать требованиям СТО Газпром 9.1-035-2014 «Защита от коррозии. Основные требования к системам внутренних и наружных лакокрасочных покрытий для противокоррозионной защиты технологического оборудования и металлоконструкций на объектах ПАО «Газпром» и включены в «Единый Реестр материально-

технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром».

3.2.20.7 Дистанционный контроль и управление средствами ЭХЗ площадки АГРС организовать на базе программно-технических средств САУ ГРС.

3.2.20.8 Установка ЭХЗ в комплект поставки АГРС не входит, поставляется по отдельному договору.

3.2.20.9 Материал для крепежа (шпильки, гайки, шайбы и пр.) – легированные стали или углеродисты стали с оксидным (анодированным или оцинкованным) покрытием (не требующим окраски, в т.ч. для исполнения У1).

3.2.20.10 Импульсную обвязку технологического оборудования предусмотреть из трубки из нержавеющей стали.

3.2.21 Электрохимическая защита

В комплект поставки блочной АГРС не входит.

3.2.22 Требования безопасности и охрана окружающей среды

3.2.22.1 АГРС, оборудование и комплектующие, входящие в состав ГРС, сосуды работающие под избыточным давлением; емкости для одоранта; фильтры; запорная и регулирующая арматура; предохранительные устройства; соединительные части и детали; системы автоматизации и сигнализации и др., в отношении которых действуют требования технических регламентов Таможенного союза (ТР ТС), подлежат подтверждению их соответствия требованиям соответствующего ТР ТС и иметь соответствующую декларации и (или) сертификат выданный (зарегистрированный) соответствующим аккредитованным органом (в т. ч. ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС 016/2011 «О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе»), выданные (зарегистрированные) соответствующим аккредитованным органом или разрешительные документы Госпромнадзора МЧС Республики Беларусь;

3.2.22.2 При наличии, площадки обслуживания, лестницы и элементы их конструкций должны быть выполнены в соответствии с ГОСТ 23120-78 «Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия».

3.2.22.2 Полы блоков должны быть ровными и не иметь выступов. Все углубления в полу (колодцы, приямки, каналы) должны перекрываться снимающимися плитами из несгораемого материала необходимой прочности с нескользкой (рифленой) поверхностью, или ограждаться перилами высотой не менее 1 м, с зашивкой понизу высотой не менее 150 мм.

3.2.22.4 Сбрасывать газ из импульсной системы и задающих устройств регуляторов давления следует выполнять на свечу, расположенную вне укрытия блоков.

3.2.22.5 Для обеспечения электробезопасности металлический корпус устройств и нейтраль сети 230/400 В соответствии с требованиями ПУЭ должны соединяться с общим контуром заземления ГРС.

3.2.22.6 Концентрации выбросов загрязняющих веществ от котлов не должны превышать значений норм выбросов, установленных ЭкоНиП 17.01.06-001-2017 «Охрана окружающей среды и природопользование. Требования экологической безопасности».

3.2.23 Требования к окраске блоков и оборудования АГРС

Внешнее оформление и колористические решения при окраске блоков, сооружений и технологического оборудования на АГРС предусмотреть в соответствии с Типовой книгой фирменного стиля дочернего общества ПАО «Газпром» с учетом актуальных изменений.

3.2.24 Требования к конструктивному исполнению блоков АГРС

3.2.24.1 Основные требования к конструктивному исполнению блоков АГРС изложены в разделе 3.2.3 настоящего документа.

3.2.24.2 Дополнительные требования необходимые при изготовлении и поставке продукции:

3.2.24.2.1 Конструкторская документация должна содержать:

- документ, содержащий изображение здания с габаритными, установочными и присоединительными размерами (габаритный чертеж);
- сведения о принятой методике расчета, о расчетно-программном комплексе, с помощью которого был выполнен расчет, а также предоставить расчет конструкций здания и нагрузок на фундаменты;
- схему нагрузок на фундаменты;
- узлы сопряжения несущих и ограждающих конструкций;
- узлов и типовых конструкций;
- схему каркаса и узлов строительных конструкций;
- схему опирания каркаса на фундаменты (количество точек опирания, их привязка);
- вид крепления каркаса к фундаментам (анкерными болтами, сварное к закладным деталями т.п.);
- в случае болтового крепления - диаметр отверстий под болты в основании здания, схема расположений отверстий, требуемая длина выступающей части болтов;
- рекомендации по определению аэродинамических коэффициентов, разработанные специализированными организациями;

- схемы технологических трубопроводов, электроснабжения, отопления, подогрева газа, 3D модель внешнего вида блоков и размещения оборудования внутри блоков, техническое описание АГРС, включая системы, алгоритмы работы, руководства по эксплуатации однотипного оборудования – при подаче предложения.

3.2.24.2.2 Общую спецификацию оборудования, в том числе типы локальных систем (технических устройств) автоматизации, контроллера телемеханики (САУ ГРС), применяемого на АГРС, с указанием: наименования (марки), технических характеристик, параметров работы, типа климатического исполнения, количества – при подаче предложения.

3.2.24.3 Применить первичные преобразователи (за исключением первичных преобразователей узла измерения расхода газа) давления, температуры с унифицированным выходом 4÷20 мА во взрывозащищенном исполнении с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» (Exd). Приведенная погрешность первичных преобразователей, применяемых:

- в измерительных каналах регистрации параметров должна быть в пределах не менее ±0,20 % и не более ±0,25 %;

- в каналах системы линейной телемеханики, используемых в качестве индикаторов, не более ±0,25 %. Прокладку следующих кабелей производить отдельно:

- силовые кабельные линии;

- кабели КИПиА, ТМ и связи;

- кабели управления ТМ.

3.2.24.4 Предусмотреть установку устройств защиты от импульсных перенапряжений по цепям электропитания, измерения, связи и сигнализации.

3.2.24.5 Прибор приемно-контрольный системы охраны объекта должен иметь возможность подключения внешних технических средств охраны.

3.2.24.6 Применяемое оборудование должно соответствовать (в части входного напряжения) ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 29322-2014.

3.2.24.7 Применяемые комплектующие (оборудование, материалы и др.) при изготовлении АГРС в укрытии должны быть новыми, не бывшими в употреблении.

3.2.24.8 В комплект поставки АГРС, также, должны входить:

- все трубопроводы, входящие/выходящие в отсеки должны заканчиваться приваренным фланцем и иметь обратные фланцы с комплектом гаек, шпилек, уплотнений - фланцы должны соответствовать требованиям ГОСТ33259-2015;

- материал для крепежа (шпильки, гайки, шайбы и пр.) – легированные стали или углеродисты стали с оксидным (анодированным или оцинкованным) покрытием (не требующим окраски, в т.ч. для исполнения У1).

- межблочные кабели электроснабжения, КИПиА, телемеханизации, пожарной и охранной сигнализации АГРС (кроме телемеханизации внешних кранов не входящих в комплект поставки АГРС (3 шт.).

- цифровой носитель информации с резервной копией системного и прикладного программного обеспечения.

- комплект ЗИП, специального инструмента и принадлежностей для проведения технического обслуживания и ремонтных работ на АГРС. Комплект ЗИП должен быть рассчитан не менее чем на два года эксплуатации АГРС, а также включать в себя необходимые запчасти и материалы для замены отработанных при проведении пусконаладочных операций. - комплект вставок, заглушек и др. для проведения испытаний АГРС и оборудования на прочность и плотность.

3.2.24.9 Допускается монтировать устройство молниезащиты и заземления на месте эксплуатации АГРС без внесения в конструкцию изменений, не предусмотренных эксплуатационной документацией.

3.2.24.10 Поставщик не позднее 30 дней с даты подписания договора поставки АГРС должен представить исходные данные для выполнения проекта привязки.

3.2.24.11 Поставщик должен предоставить полный (бумажный и электронный) каталог комплектующих (с указанием серийного номера изделия) и ЗИП с указанием наименования, типа (марки) и кодов завода-изготовителя (формат данных - .xls) – на стадии поставки.

3.2.24.12 Требования к надежности.

3.2.24.12.1 Средняя наработка на отказ АГРС по каждой из следующих функций:

- подогрев газа перед редуцированием; - поддержание выходного давления на заданном уровне;

- одоризация газа перед подачей потребителю;

- учет расхода газа;

-должна быть не менее 18 000 часов.

Критериями отказов следует считать:

- по функции 1 – отклонение температуры газа на выходе АГРС от заданных пределов;

- по функции 2 – изменение давления газа на выходе АГРС более допустимого значения;

- по функции 3 – выход из строя узла одоризации газа;

- по функции 4 – выход из строя контроллера САУ ГРС, контроллера телемеханики, средств измерений, систем контроля, регистрации и сигнализации, источников (преобразователей) питания.

3.2.24.12.2 Средняя наработка на отказ по функции автоматического управления должна быть не менее 18 000 часов. Критерием отказа узла автоматического управления следует считать прекращение выполнения функции управления режимами работы АГРС.

3.2.24.12.3 Срок службы АГРС до списания должен быть не менее 50 лет при условии своевременной замены в процессе эксплуатации фильтрующих и уплотнительных элементов, имеющих меньший естественно-ограниченный срок службы. Средний срок службы уплотняющих материалов и мембран ре-

дукционной, предохранительной и отключающей арматуры – не менее 5 лет. Минимальный интервал между техническими обслуживаниями оборудования АГРС, которые требуют разборки, внутреннего осмотра и замены уплотнительных элементов должен составлять не менее 2 лет.

3.2.24.12.4 Среднее время восстановления работоспособного состояния АГРС должно быть не более 8 часов без учета времени подготовки к ремонтным работам.

3.2.25 Метрологическое обеспечение

3.2.25.1 Метрологическое обеспечение должно выполняться на всех этапах проектирования и отвечать требованиям действующих технических документов Республики Беларусь и системы стандартизации ПАО «Газпром» в области обеспечения единства измерений, в том числе:

Правил учета природного газа;

ГОСТ 8.611-2013 «ГСОЕИ. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода»;

СТБ ISO 17089-1-2018 «измерение сред, протекающих в закрытых трубопроводах. Ультразвуковые счетчики газа. Часть 1. Счетчики для коммерческого учета на газоизмерительных станциях и измерений в газораспределительных системах»;

СТО Газпром 5.0-2008 «Обеспечение единства измерений. Метрологическое обеспечение в ОАО «Газпром». Основные положения»;

СТО Газпром 5.37-2011 «Обеспечение единства измерений. Единые технические требования на оборудование узлов измерений расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром»;

СТО Газпром 5.38-2011 «Обеспечение единства измерений. Статус узлов измерений расхода и количества природного газа и жидких углеводородов. Основные положения и критерии»;

СТО Газпром 5.85-2020 «Метрологическое обеспечение при проектировании объектов газовой промышленности».

3.2.25.2 В проектной документации разработать том (раздел пояснительной записки) «Метрологическое обеспечение». Состав документации согласно СТО Газпром 5.85-2020. В томе (разделе) «Метрологическое обеспечение» привести перечень методик поверки/калибровки средств измерений и измерительных каналов.

3.2.25.3 Применяемые средства измерений должны:

- быть изготовлены в период действия сертификата утверждения типа средств измерений Республики Беларусь;
- быть метрологически обеспечены в Республике Беларусь;
- обеспечивать метрологические требования к измерениям;
- соответствовать требованиям к условиям эксплуатации;
- поставляться с действующими клеймами и/или свидетельствами о поверке, признаваемыми в Республике Беларусь в сфере законодательной метро-

логии (на момент поставки не должно пройти более половины межповерочного интервала).

3.2.25.4 Основная приведенная погрешность измерительных каналов первичных преобразователей в составе линейной телемеханики, используемых в качестве индикаторов, должна составлять не более:

- ±0,1 % для измерительных каналов (без учета первичных преобразователей);
- ±0,25% для первичных преобразователей.

Основная приведенная погрешность первичных преобразователей в измерительных каналах регистрации параметров должна быть в пределах не менее ±0,2% и не более ±0,25%.

3.2.25.5 Показывающие СИ, применяемые в составе АГРС, должны быть отградуированы в следующих единицах:

- для измерений давления и перепада давления - паскаль (Па, кПа, МПа);
- для измерений температуры - градусы Цельсия (°С).

3.2.25.6 Для показывающих средств измерений давления предусмотреть установку запорной арматуры для возможности отключения от технологического процесса и проведения периодической проверки средств измерений в процессе эксплуатации с посадкой на «ноль».

3.2.25.7 Предусмотреть учет электрической энергии в соответствии с техническими условиями на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети от 01.02.2016 №411/27 (продлены до 01.02.2020г.), выданных ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» и техническими условиями на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети от 09.07.2018 №06-79/344, выданных РУП «Минскэнерго филиал «Борисовские электрические сети». Учёт электроэнергии предусматривается через электронные приборы учёта, выполняется в соответствии с ТКП 339-2011, Правилами электроснабжения, действующими ТНПА, инструкцией о порядке и условиях оснащения пользователей и производителей электрической энергии приборами учёта её расхода, утверждённой постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 14.12.2011 г. №69. Количество электронных приборов учета определить проектом и согласовать с ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

3.2.25.8 Условия размещения оборудования должны обеспечивать свободный доступ к средствам измерений при их обслуживании, ремонте и поверке.

3.2.25.9 Проектную документацию и состав применяемого оборудования АГРС согласовать с ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» и проильным Департаментом ПАО «Газпром».

3.2.25.3 СИ количества и физико-химических показателей газа, устанавливаемые на узлах измерения расхода газа, должны:

- быть рекомендованы к применению на объектах ПАО «Газпром»;

- иметь подтверждение проверки метрологически значимой части программного обеспечения в органах государственной метрологической службы Республики Беларусь.

3.2.26 Обеспечение информационной безопасности

Перечень требований по информационной безопасности определяется проектом с привязкой к объекту строительства в зависимости от принятых технологических решений по сбору, обработке и передаче информации.

3.2.27 Требования к комплексу инженерно-технических средств охраны

Состав оборудования, технические решения по оборудованию блочной ГРС инженерно-техническими средствами охраны, разрабатываемые в объеме конструкторской документации, должны соответствовать проекту, требованиям: приказов ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» от 14.02.2014 № 46 и от 11.11.2014 № 382, приказов ПАО «Газпром» от 26.12.2001 № 99, от 22.03.2013 № 98, от 22.10.2014 № 492, в части, не противоречащей действующим ТНПА Республики Беларусь».

3.2.28 Требования к технологической связи

Оборудование технологической связи в комплект поставки блочной АГРС не входит.

В отсеке аппаратная блока котельной необходимо предусмотреть место для установки шкафа связи напольного исполнения.

3.2.29 Требования к уровню шума от оборудования

Результирующий уровень шума от технологического оборудования внутри блок-бокса и за его пределами (а так же от оборудования в укрытии) не должен превышать величины, предусмотренной Постановлением Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 16 ноября 2011 №115 «Об утверждении санитарных норм, правил и гигиенических нормативов "Шум на рабочих местах, в транспортных средствах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки" и признании утратившими силу некоторых постановлений и отдельных структурных элементов постановления главного государственного санитарного врача Республики Беларусь»: 80 дБА. Данная информация должна быть отражена в паспорте на изделие. При приобретении оборудования с шумовыми характеристиками, превышающими нормативные, заводу-изготовителю требует предусмотреть мероприятия по шумоглушению.

4 Нормативные ссылки

В документе использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты:

Технические Кодексы установившейся практики Республики Беларусь

ТКП 038-2006 (02230) Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов

ТКП 039-2006 (02230) Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов

ТКП 336-2011 (02230) Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций

ТКП 339-2011 (02230) Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний

ТКП 367-2011 (02230) Проектирование объектов магистральных газопроводов. Противопожарные требования

ТКП 474-2013 (02300) Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

ТКП 45-2.02-38-2006* (02250) Конструкции легкосбрасываемые. Правила расчета

ТКП 45-2.02-315-2018* (33020) Пожарная безопасность зданий и сооружений. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-2.02-317-2018 (33020) Пожарная автоматика зданий и сооружений. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-2.04-153-2009 (02250) Естественное и искусственное освещение. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-4.03-267-2012 (02250) Газораспределение и газопотребление. Строительные нормы проектирования

Государственные стандарты Республики Беларусь

СТБ 11.05.04-2007 Система стандартов пожарной безопасности. Пожарная безопасность технологических процессов. Методы контроля фрикционной искробезопасности

СТБ 11.14.01-2006 Система стандартов пожарной безопасности. Системы пожарной сигнализации. Приборы управления пожарные. Общие технические условия

СТБ 11.16.01-98 Система стандартов пожарной безопасности. Системы пожарной сигнализации. Общие требования

СТБ 1244-2000 Пункты и установки газорегуляторные. Общие технические требования и методы испытаний

СТБ ЕН 1349-2007 Арматура промышленная трубопроводная. Клапаны регулирующие. Общие технические требования и методы испытаний

СТБ 1961-2009 Конструкции строительные. Методы определения пожарной опасности

ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 2.610-2006 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов

ГОСТ 8.611-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода

ГОСТ 9.014-78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования

ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.063-2015 Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.085-2017 Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности

ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

ГОСТ 15.012-84 Система разработки и постановки продукции на производство. Патентный формуляр

ГОСТ 26.205-88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия

ГОСТ 4666-2015 Арматура трубопроводная. Требования к маркировке

ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 6651-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 10354-82 Пленка полиэтиленовая. Технические условия

ГОСТ 12969-67 Таблички для машин и приборов. Технические требования

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов

ГОСТ 14254-2015 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 15543.1-89 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам

ГОСТ 23170-78 Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования

ГОСТ 26828-86 Изделия машиностроения и приборостроения. Маркировка

ГОСТ 29322-2014 Стандарты напряжения

ГОСТ 30244-94 Материалы строительные. Методы испытаний на горючесть

ГОСТ 30319.2-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода

ГОСТ 30852.11-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам

ГОСТ 31370-2008 Газ природный. Руководство по отбору проб

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

ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия

ГОСТ 34.602-89 Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы

СТБ ISO 17089-1-2018 Измерение сред. Протекающих в закрытых трубопроводах. Ультразвуковые счетчики газа. Часть1.Счетчики для коммерческого учета на газоизмерительных станциях и измерений в газораспределительных системах

Строительные нормы Республики Беларусь

СНБ 2.02.02-01 п.5 Эвакуация людей из зданий и сооружений при пожаре

СНБ 2.04.02-2000 Строительная климатология

СНБ 4.02.01-03 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

Технические регламенты

ТР 2009/013/BY* Здания и сооружения, строительные материалы и изделия. Безопасность

ТР ЕАЭС 043/2017 О требованиях к средствам обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения

ТР ТС 010/2011 О безопасности машин и оборудования

ТР ТС 012/2011 О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах

ТР ТС 016/2011 О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе

ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением

Строительные нормы и правила

СНиП 2.01.07-85 Нагрузки и воздействия

СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы

СНиП II-35-76 Котельные установки

Общие требования пожарной безопасности к содержанию и эксплуатации капитальных строений (зданий, сооружений), изолированных помещений и иных объектов, принадлежащих субъектам хозяйствования», утвержденные Декретом Президента Республики Беларусь от 23.11.2017 № 7 «О развитии предпринимательства»

Правил учета природного газа Республики Беларусь

Правил по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь

ПУЭ Правила устройства электроустановок

НПБ 15-2007* Нормы пожарной безопасности Республики Беларусь. Область применения автоматических систем пожарной сигнализации и установок пожаротушения

Стандарт организации ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»

Технические документы ПАО «Газпром» в части, не противоречащей законодательству Республики Беларусь. Стандарты организации ПАО «Газпром»

СТО Газпром 2-3.5-043-2005 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Защита от шума технологического оборудования ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-1.11-170-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и коммуникаций ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-4.1-212-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Общие техниче-

ские требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-1.1-321-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Перечень помещений, зданий и наружных установок с категориями по взрывопожарной и пожарной опасности для объектов транспортировки газа ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-1.12-434-2010 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство зданий и сооружений ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-2.1-607-2011 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Блоки технологические. Общие технические условия

СТО Газпром 2-4.1-713-2013 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Технические требования к трубам и соединительным деталям

СТО Газпром 2-4.1-971-2015 Инструкция по применению стальных труб и соединительных деталей на объектах ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром»

СТО Газпром 2-2.3-1081-2016 Газораспределительные станции. Общие технические требования

СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 Газораспределительные станции. Правила эксплуатации

СТО Газпром 5.37-2011 Обеспечение единства измерений. Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром»

СТО Газпром 5.38-2011 Обеспечение единства измерений. Статус узлов измерений расхода и количества природного газа и жидких углеводородов. Основные положения и критерии

СТО Газпром 9.1-035-2014 Защита от коррозии. Основные требования к системам внутренних и наружных лакокрасочных покрытий для противокоррозионной защиты технологического оборудования и металлоконструкций на объектах ОАО «Газпром»

СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия

ВСН-02-91/Газпром Ценник на пусконаладочные работы. Оборудование предприятий газовой промышленности

Типовые технические требования к автоматической газораспределительной станции нового поколения АГРС-НП-1 (первого поколения), утвержденные Членом Правления начальником Департамента ПАО «Газпром» В.А. Михаленко 23.10.2017 г

Типовая книга фирменного стиля дочернего общества ПАО «Газпром», утвержденная постановлением Правления Общества № 48 от 16.12.2019

Единый Реестр Материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром».

Приложение 1 – Перечень основных параметров оценки предлагаемой продукции (характеристики, показатели и пр.)

(заполняется участником конкурса)

1. Давление газа на входе, МПа:
   $P_{усл.}$ - 5,4
   $P_{max\ раб.}$ - 5,4
   $P_{min\ раб.}$ - 2,0

2. Температура газа на входе, °С:
   T_{max} - плюс 17
   T_{min} - плюс 0

3. Общая производительность АГРС, тыс.м^3/ч:
   Q_{max} – 110,0
   Q_{min} - 0,3
4. Температура эксплуатации АГРС по наружному воздуху, °С:
   T_{max} - плюс 40
   T_{min} - минус 40

5. Выходы газа:

Таблица 4 – Выходы газа

Параметры	первый выход	второй выход	третий выход	четвертый выход
Производительность АГРС: Q_{max}, тыс. м^3/ч Q_{min}, тыс. м^3/ч	110,0 0,3	-	-	-
Давление газа рабочее: $P_{раб}$, МПа	0,6± 10%	-	-	-
Давление газа проектное: $P_{пр}$, МПа	1,2± 10%	-	-	-

6. Уровень шума (звука) от оборудования АГРС на границе площадки должен быть не более 80 дБ.

Приложение 2 – Перечень исходных данных для выполнения проекта привязки автоматической газораспределительной станции (АГРС «Жодино»)

В соответствии с требованиями Перечня необходимых исходных данных для проектирования на основное технологическое оборудование, поставляемое на конкурентной основе, утвержденное 31.03.2008 г. Членом Правления, начальником Департамента инвестиций и строительства ПАО «Газпром» Я.Я. Голко:

1.1. Технические условия, техническое описание.

1.2. Основные технические характеристики: производительность, давление (вход/выход), потребляемые нагрузки, планировка с привязкой инженерных коммуникаций с указание проемов (дверных, оконных), принципиально-технологическая схема, материальное исполнение, габаритные размеры (габаритные чертежи с указанием точек подключения к станционным системам (расположение патрубков с указанием характеристик труб, диаметр, толщина стенки, фланцы и их привязочные размеры по осям X, Y, Z), масса блоков.

1.3. Задание на проектирование фундаментов под установку с указанием допустимых нагрузок (в т. ч. от снега и ветрового воздействия на оборудование) и точек их приложения.

1.4. Категория здания и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности.

1.5. Кабельный журнал (объем работ по прокладке межблочных кабельных соединений).

1.6. Экологические параметры (данные по параметрам вредных выбросов в атмосферу (расход, температура, диаметр и высота источника)).

1.7. Техническая документация по системам охранно-пожарной сигнализации и пожаротушения АГРС.

1.8. Объемы пусконаладочных работ в соответствии с требованиями ВСН-02-91.

1.9. Ведомость объемов работ по монтажу.

1.10. Данное о стоимости без НДС с указанием вида франко, учтенного в стоимости и привязкой к дате определения стоимости.

1.11. Схема автоматизации установки (с указанием границ проектирования) и перечень сигналов с указанием типа сигналов.

1.12. Габаритный чертеж установки с привязкой по горизонтали и вертикали КИПиА, закладных деталей (с указанием способа присоединения) и установочных конструкций под КИПиА, мест ввода и отверстий для внешних кабелей и импульсных труб, а также их прокладки в пределах установки.

1.13. Схема прокладки и подключений внешних кабельных и трубных проводок.

1.14. Технические условия на САУ ГРС, техническое описание и руководство по эксплуатации.

1.15. Применять апробированные САУ ГРС, прошедшие отраслевые приемочные испытания на объектах ПАО «Газпром» и рекомендованные к применению.

1.16. Описание информационного взаимодействия САУ ГРС с пультом управления СЛТМ.

1.17. Исходные данные в соответствии с ВСН-02-91.

1.18. Однолинейные (принципиальные) электрические схемы потребителей установки напряжением переменного тока 380/220 В, 50 Гц. Система заземления в соответствии с ПУЭ.

1.19. Таблица всех электроприемников с указанием величин токов и мощностей, рода тока. Количество вводов от внешних источников электроснабжения с указанием максимальной мощности по каждому вводу, привязки по трем осям каждого ввода с указанием максимальных диаметров вводных питающих кабелей. Количество и типы комплектных кабелей, прокладываемых между блоками, привязки по трем осям каждого кабельного ввода в блоки.

1.20. Чертеж с указанием мест для присоединения заземляющих проводников к блокам.

Приложение 3 – Предварительный перечень технологического оборудования автоматической газораспределительной станции (АГРС «Жодино»).

Таблица 5 - Перечень технологического оборудования

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Название, место установки
1	2	3	4	5
Блок-бокс переключения				
1	Кран шаровой с электроприводом DN300 PN80	2	шт.	Вход газа
2	Кран шаровой с электроприводом DN50 PN80	1	шт.	Аварийный сброс с высокой стороны
3	Кран шаровой с ручным приводом DN50 PN80	1	шт.	
4	Кран шаровой с электроприводом DN200 PN80	1	шт.	Обводная линия
5	Регулирующее устройство (кран-регулятор) с электроприводом DN200 PN80	1	шт.	Обводная линия
5а	Кран шаровой с ручным приводом DN200 PN63	1	шт.	Выход газа с обводной линии
6	Кран шаровой DN32 PN100	1	шт.	Подключение ПАГЗа
7	Кран шаровой с электроприводом DN500 PN80	1	шт.	Выход газа
8	Кран шаровой с электроприводом DN50 PN80	1	шт.	Аварийный сброс с низкой стороны
9	Блок предохранительных клапанов в комплекте с ЗИП	1	шт.	Аварийный сброс газа
10	Кран шаровой DN8 PN100	2	шт.	Для настройки ППК
11	Кран шаровой с электроприводом DN300 PN80	6	шт.	Узел измерения расхода газа
12	Кран шаровой с электроприводом DN200 PN80	2	шт.	Узел измерения расхода газа
13	Измерительная система расхода газа на базе УЗРП DN300 (в комплекте: замещающая катушка, прямые участки, расходомерный шкаф, датчики, разрешительные документы для установки на территории РБ)	2/1	компл.	Основной расход газа/Дублирующий расход газа
13а	Измерительная система расхода газа на базе УЗРП DN200 (в комплекте: замещающая катушка, прямые участки, расходомерный шкаф, датчики, разрешительные документы для установки на территории РБ)	1	компл.	Основной расход газа
14	Кран шаровой DN8 PN100	4	шт.	Сброс газа
15	Кран шаровой DN8 PN100	4	шт.	Подача азота
16	Кран шаровой DN 20 PN100	1	шт.	Линия на собственные нужды
17	Кран шаровой DN8 PN100	11	шт.	Для манометра

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
18	Кран шаровой DN20 PN100	2	шт.	
19	Клапан обратный DN 20 PN 100	1	шт.	
20	Регулятор давления РДГД-20	1	шт.	
21	Коллектор сброса на свечу НД	1	шт.	
22	Коллектор азотный	1	шт.	
23	ИММ DN 300 PN63	1	шт.	
24	ИММ DN 500 PN63	1	шт.	
25	ИММ DN 100 PN63	2	шт.	
26	ИММ DN 80 PN63	1	шт.	
20	ИММ DN 80 PN63	1	шт.	
21	ЗИП 2-х кратный запас	1	компл.	
22	Импульсная обвязка	1	компл.	
23	Фитинги, трубы	1	компл.	
24	Блок-бокс 26000х3000х3050мм сэндвич	1	шт.	
25	Кабельный ввод МКС	2	шт.	
26	Таль ручная	1	шт.	
27	Устройство фиксации удара МАГ	1	шт.	
28	Датчик давления (0-6,0МПа)	2	шт.	Давление газа на входе (для САУ и для регистратора параметров)
29	Термопреобразователь температуры ТСПУ (-50...50)°С	4	шт.	Температура газа на входе (для САУ и для регистратора параметров) Температура в отсеках
30	Манометр цифровой 2,5МПа	1	шт.	Сигнализация об отклонении да на выхо
31	Газоанализатор стационарный	2	шт.	Газоанализатор по метану
32	Оповещатель пожарный взрывозащищенный (одноцветный)	1	шт.	Светозвуковой оповещатель «Авария\Пожар\Загазованность»
33	Манометр показывающий виброустойчивый (0...10,0МПа)	3	шт.	Визуальный контроль давления газа

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
34	Манометр показывающий виброустойчивый (0...2,5МПа)	3	шт.	Визуальный контроль давления газа
35	Термометр биметаллический показывающий (-50...+50) °С	1	шт.	Визуальный контроль температура газа
36	Коробка зажимов взрывозащищенная	2	шт.	Подключение межблочных кабелей
37	Коробка зажимов взрывозащищенная	10	шт.	Подключение межблочных кабелей
38	Взрывозащищенный светильник светодиодный ВЗГ-200 АМС	4	шт.	Рабочее освещение
39	Взрывозащищенный светильник светодиодный Плафон УСС12	4	шт.	Наружное освещение
40	Взрывозащищенный светильник светодиодный аварийный ВЗГ-200 АМС	2	шт.	Аварийное освещение
41	Вентилятор взрывозащищенный	2	шт.	Аварийная вентиляция
42	Пакетный переключатель взрывозащищенный ППГ-2И16 (2 полюса, 16А, положение "0-1" + кабельный ввод КНВМ1М-15НК + УКФ1М + Заглушка ВЗН1МНК + УКФ1М)	4	шт.	Ручное включение основного и аварийного освещения
43	Взрывозащищенный пост управления и индикации ПКИВА161008-КГВ01К11/Надпись "Стоп"-КГВ01311/Надпись "Пуск"-КНВМ1М-15 + УКФ1М/Козырек ТУ 3400-005-72453807-07	2	шт.	Ручное включение аварийного вентилятора
44	Кабельный ввод МКС-ПРО 4х2	1	компл.	
45	Комплект кабелей и металлических лотков	1	компл.	
46	Комплект межблочных кабелей	1	компл.	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
Блок-бокс технологический				
1	Кран шаровой с электроприводом приводом DN 300 PN80	2	шт.	Вход газа
2	Кран шаровой с электроприводом приводом DN 50 PN80	5	шт.	Сброс конденсата
3	Фильтр встроенный двухступенчатый ФВД 8,0/100П	2	шт.	Очистка газа
4	Кран шаровой DN8 PN100	2	шт.	Подача азота
5	Кран шаровой DN8 PN100	4	шт.	Сброс газа
6	Кран шаровой DN8 PN100	4	шт.	
7	Подогреватель газа ПГ 300/55	2	шт.	Подогрев газа
8	Кран шаровой DN 80 PN16	4	шт.	Подвод теплоносителя
9	Клапан предохранительный отсечной DN 80 PN16	4	шт.	Подвод теплоносителя
10	Кран шаровой DN8 PN100	2	шт.	Сброс газа
11	Кран шаровой DN8 PN100	4	шт.	Для манометра
12	Теплоноситель Thermagent 65	500	л	
13	Модуль спаренных регуляторов ЛОРД-150 с датчиком положения	2	шт.	Редуцирование газа
14	Клапанный блок	2	шт.	
15	Фильтр-осушитель	2	шт.	
16	Коллектор сброса на свечу ВД	1	шт.	
15	Коллектор сброса на свечу НД	1	шт.	
17	Коллектор азотный	1	шт.	
18	Клапан обратный	1	шт.	
19	Кран шаровой DN8 PN100	2	шт.	Сброс газа
20	Кран шаровой DN8 PN100	6	шт.	Для манометра
21	Кран шаровой DN 20 PN100	1	шт.	
22	Кран шаровой с электроприводом DN500 PN80	2	шт.	Выход газа после редуцирования
23	Кран шаровой DN 20 PN100	3	шт.	Линия на собственные нужды
24	Кран шаровой DN8 PN100	3	шт.	Сброс газа
25	Регулятор давления РДБК1-25Н	1	шт.	На собственные нужды
26	Кран шаровой DN 100 PN100	4	шт.	
27	Предохранительно сбросной клапан в комплекте с ЗИП	1	шт.	
28	Фильтр газа ФГ	1	шт.	
29	Комплекс измерительный СГ-ЭКвз-Р-2,0-25/1,6 со счетчиком газа RVG G16 с электронным корректором ЕК-270 и блоком питания БПЭК-02М	1	компл.	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
30	Кран шаровой DN 20 PN100	1	шт.	Сброс газа после счетчика узла на собственные нужды
31	Кран шаровой DN8 PN100	3	шт.	Для манометра
31а	Кран шаровой DN8 PN100	2	шт.	Отбор газа на хроматограф, Конг-Приму, анализатор кислорода и узел отбора проб
32	ЗИП 2-х кратный запас	1	компл.	
33	Импульсная обвязка	1	компл.	
34	Фитинги, трубы	1	компл.	
34а	Хроматограф	1	компл.	
34б	Конг-прима 10	1	компл.	
34в	Анализатор кислорода	1	компл.	
34г	Пробоотборный зонд	2	компл.	
35	Блок-бокс 15000х3000х3050мм сэндвич	1	шт.	
36	Кабельный ввод МКС	2	шт.	
37	Таль ручная	1	шт.	
38	Устройство фиксации удара МАГ	1	шт.	
39	Датчик разности давления (0-200кПа)	2	шт.	Разность давления газа на фильтрах
40	Термопреобразователь температуры ТСПУ (-50 +50)°С	4	шт.	Температура газа после подогревателей и после редуцирования Температура в отсеке
41	Манометр цифровой 0-1,0МПа	2	шт.	Сигнализация о прорыве трубы подачи теплоносителя
42	Газоанализатор стационарный	1	шт.	Газоанализатор по метану
43	Ультразвуковой сигнализатор уровня	2	шт.	Сигнализатор уровня в отстойниках фильтров
44	Оповещатель пожарный взрывозащищенный (одноцветный)	1	шт.	Светозвуковой оповещатель «Авария\Пожар\Загазованность»
45	Термометр биметаллический показывающий (-50...+50) °С	2	шт.	Визуальный контроль температура газа
46	Манометр показывающий виброустойчивый (0...10,0МПа)	2	шт.	Визуальный контроль давления газа
47	Манометр показывающий виброустойчивый (0...2,5МПа)	3	шт.	Визуальный контроль давления газа
48	Коробка зажимов взрывозащищенная		шт.	Подключение межблочных кабелей
49	Коробка зажимов взрывозащищенная		шт.	Подключение межблочных кабелей

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
50	Взрывозащищенный светильник светодиодный ВЗГ-200 АМС		шт.	Рабочее освещение
51	Взрывозащищенный светильник светодиодный Плафон УСС12		шт.	Наружное освещение
52	Взрывозащищенный светильник светодиодный аварийный ВЗГ-200 АМС		шт.	Аварийное освещение
53	Вентилятор взрывозащищенный		шт.	Аварийная вентиляция
54	Пакетный переключатель взрывозащищенный ППГ-2И16 (2 полюса, 16А, положение "0-1" + кабельный ввод КНВМ1М-15НК + УКФ1М + Заглушка ВЗН1МНК + УКФ1М)		шт.	Ручное включение основного и аварийного освещения
55	Взрывозащищенный пост управления и индикации ПКИВА161008-КГВ01К11/Надпись "Стоп"-КГВ01311/Надпись "Пуск"-КНВМ1М-15 + УКФ1М/Козырек ТУ 3400-005-72453807-07		шт.	Ручное включение Аварийного вентилятора
56	Комплект кабелей и металлических лотков		компл.	
57	Кабельный ввод МКС-ПРО 4х2		компл.	
58	Комплект межблочных кабелей		Компл.	
Блок одоризации				
1	Одоризационная установка АБИКА GOE-07	1	компл.	
2	Кран шаровой ручной штуцерный DN25 PN63	1	шт.	Сброс газа (паров одоранта) в выходной газопровод
3	Кран шаровой DN8 PN100	2	шт.	Подача одоранта в выходной газопровод
4	Блок-бокс 6000х2800х3050мм сэндвич	1	шт.	
5	Одоризационная емкость V=5000 л	1	шт.	
6	Одоризационная емкость V=15 л	1	шт.	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
Блок-бокс котельной				
1	Котел отопительный до 350 кВт с автоматикой	4	шт.	
2	Клапан обратный латунный	2	шт.	
3	Клапан термозапорный	1	шт.	
4	Кран шаровой полипропиленовый	11	шт.	
5	Кран шаровой полипропиленовый	4	шт.	
6	Кран шаровой	4	шт.	
7	Кран шаровой газовый латунный	6	шт.	
8	Клапан предохранительный	1	шт.	
9	Насос ручной типа КО 1/2"	1	шт.	
10	Расширительная мембранная емкость	1	шт.	
11	Воздухоотвод PN10, 100°С	1	шт.	
12	Указатель уровня стеклянный АГС 001.01.12.100	1	шт.	
13	Насос подогрева теплообменников газа	1	шт	
14	Насос системы отопления	1	шт	
15	Бак для теплоносителя	1	шт.	
16	Система кондиционирования	1	компл.	
17	ЗИП 2-х кратный запас			
18	Блок-бокс 7000х2800х3050 сэндвич	1	шт.	
19	Кабельный ввод МКС	2	шт.	
20	Устройство фиксации удара МАГ	1	шт.	
21	САУ ГРС	1	компл.	
22	Шкаф вторичных приборов с системой регистрации параметров	1	компл.	
23	Термопреобразователь температуры ТСПУ (-50 +50)°С	1	шт.	Температура в отсеке
24	Оповещатель пожарный взрывозащищенный (одноцветный)	1	шт.	Светозвуковой оповещатель «Авария\Пожар\Загазованность»
25	Оповещатель комбинированный	1	шт.	
26	Клапан электромагнитный муфтовый ВН1/2Р-4П 220АС 50Гц У2 ТУ РБ 05708554.021-96	1	шт.	Отсечной клапан
27	Оборудование для обвязки котлов	1	компл.	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
28	Щит распределительный ЩР1	1	шт.	
29	Щит освещения ЩО	1	шт.	
30	Щит управления вентилятором ЩУВ	4	шт.	
31	Щит автоматики наружного освещен	1	шт.	
32	ИБП «Исток-БП» (см. ГРС Зябровка)	1	компл.	Поддержка 30 минут
33	Светильник L-office	4	шт.	Рабочее освещение
34	Светильник L-industri	2	шт.	Наружное освещение
35	Светильник L-office	2	шт.	Аварийное освещение
36	Розетка Этюд 1ОП с\з белая арт. PA16-004b	5	шт.	
37	Вентилятор взрывозащищенный ВО 06-300 №4Р (разн) 0.25/1500	1	шт.	Аварийная вентиляция
38	Взрывозащищенный пост управления и индикации ПКИВА161008-КГВ01К11/Надпись "Стоп"-КГВ01311/Надпись "Пуск"-КНВМ1М-15 + УКФ1М/Козырек ТУ 3400-005-72453807-07	1	шт.	Ручное включение Аварийного вентилятора
39	Кондиционер (сплит-система)	1	компл.	
40	Комплект кабелей и лотков	1	компл.	
41	Кабельный ввод МКС-ПРО 4х3	1	компл.	
42	Преобразователь интерфейсов Moxa NPort 5650 (8 портов)	1	шт.	
Прочее оборудование				
1	Дизель-генераторная установка	1	компл.	
2	Узел отбора проб АГС 826.00.00.000-1	2	шт.	
3	Приборы и оборудование охранной и пожарной сигнализации	1	компл.	
5	Стационарная подземная емкость сбора конденсата	1	шт.	
6	Привозная емкость	1	шт.	
7	Прибор контроля загазованности угарного газа (СО)	1	шт.	

Приложение 4

Алгоритмы САУ ГРС

1. Принципы построения САУ ГРС

САУ ГРС является комплексом технических средств, сбора информации и управления технологическим оборудованием.

САУ ГРС должна обеспечить:

- реализацию функций контроля и управления отдельными блоками и узлами ГРС в целом как при работе в нормальном режиме, так и во внештатных ситуациях;
- защиту потребителя от превышения или снижения давления газа на выходе ГРС, регулирование расхода газа с ограничением при превышении лимита газопотребления (при необходимости);
- контроль за действием персонала, работающего с системой, а также предотвращение несанкционированного доступа к системе;
- высокую надежность и эффективность функционирования системы как при работе в нормальных режимах, так и во внештатных ситуациях за счет диагностики технических средств.

САУ ГРС строится на базе оборудования программно-технических средств «Магистраль-21».

Управление исполнительными механизмами и устройствами производится:

– автоматически в соответствии с алгоритмами САУ ГРС;

– локально вручную с ПУ САУ ГРС;

– дистанционно с ПУ диспетчера ЛПУ «Аварийное закрытие ГРС».

Для алгоритмов, предусматриваемых выдачу команд с нескольких уровней управления приоритет команд управления разделяется по следующему приоритету:

1. Команды автоматических алгоритмов
2. Команды оператора
3. Команды диспетчера ЛПУ

При выполнении команд, на ПУ САУ и ПУ ДП выводится сигнализация о выполняемых командах.

Одновременное управление блокируется программными средствами САУ с выводом сигнализации о блокировке команды и причин блокировки, очередность выполнения команд определяется согласно установленному приоритету.

Время в САУ синхронизируется с верхнего уровня по каналу ТМ.

Передача данных о параметрах работы ГРС и нештатных ситуациях на ПУ диспетчера осуществляется по каналу ТМ в полном объеме перечня сигналов ГРС.

Все сигналы отображаются на фрагментах ПУ ГРС и ПУ диспетчера. Видеокадры, значки, цвета, символы, звуковые и световые сигналы соответствуют требованиям СТО Газпром 2-1.13-317-209 "Графическое отображение объектов единой системы газоснабжения на технологических схемах".

Срабатывание предупредительной и предаварийной сигнализации вызывает включение звукового сигнала и квитируется кнопкой на щите с отключением звукового сигнала (в соответствии с ПБ 09-540-03 п. 3.9).

В качестве средств человеко-машинного интерфейса используется сенсорная ЖК панель с выводом на экран технологической информации, телесигнализации, а также с возможностью телеуправления и редактирования основных уставок ГРС.

САУ ГРС предусматривает два режима работы:

- ручной;
- автоматический.

В автоматическом режиме САУ отрабатывает все алгоритмы без участия оператора, в том числе и аварийный останов ГРС, при возникновении аварийных ситуаций.

В ручном режиме САУ контролирует параметры работы ГРС в полном объеме, выдает сообщения о нештатной или аварийной ситуации, без подачи управляющих команд на исполнительные механизмы. Команду на выполнение всех операций дает оператор или диспетчер.

Ввод команды, в том числе и изменение уставок, разрешается по паролю с записью в журнал архива времени и ФИО специалиста, запретившего/разрешившего выполнение операций.

Для функционирования алгоритмов важным условием является правильное исходное положение всех исполнительных механизмов и переключателей в системе. Положение электроуправляемых кранов (открыт, закрыт) должно соответствовать штатному режиму работы ГРС. Все краны, задействованные в алгоритмах, должны находиться в режиме дистанционного управления и быть исправны.

Статус ниток редуцирования (основная, резервная) должен быть в явном виде указан выбором соответствующей опции на локальной панели оператора.

Средства САУ обеспечивают защиту информации и управления ГРС от несанкционированного входа в систему и входа внешних устройств посредством установки паролей различных уровней доступа. Блокируют возможность загрузки вредоносных программ с внешних носителей информации. Все действия (изменения) оператора, обслуживающего персонала и управляющие команды с ПУ ДП ЛПУ заносятся в журнал событий с фиксацией даты и времени.

2. Алгоритм аварийного закрытия ГРС

По условиям:

- при поступлении сигнала «Пожар»;
- по команде с ПУ САУ ГРС «Аварийное закрытие ГРС»;
- по команде с ПУ диспетчера ЛПУ «Аварийное закрытие ГРС»;
- по нажатию кнопки «АО ГРС» на панели САУ

Выдаются команды на закрытие электроуправляемого крана на входе и дополнительного выходного крана ГРС, охранного линейного крана на входе ГРС, открытие электроуправляемых кранов сброса газа на свечу ВД и НД, закрытие клапана отсечки подачи газа на собственные нужды. По истечении времени хода кранов проверяется их конечное положение. При незакрытом положении арматуры формируется соответствующее сообщение «Кран на входе ГРС не закрыт», «Дополнительный кран на выходе ГРС не закрыт», «Охранный кран ГРС не закрыт», «Клапан отсечки подачи газа на собственные нужды не закрыт». После проверки состояния механизмов с задержкой по времени Tv выдаётся команда на закрытие электроуправляемого дополнительного крана на выходе ГРС. По истечении времени хода крана и проверки конечного положения формируется сообщение (закрыт или открыт). Значение Tv уточняется в процессе наладки САУ ГРС и присваивается переменной «Задержка закрытия дополнительного выходного крана при аварийном останове ГРС». Команда на открытие кранов сброса газа ВД и НД подается только при наличии сигнала закрытого состояния входного и дополнительного выходного крана.

3. Алгоритм закрытия ГРС

По условиям:

- при понижении входного давления ниже нижнего аварийного предела Рвх<Рвх.уставка;
- по команде с ПУ САУ ГРС «закрытие ГРС»;
- по команде с ПУ диспетчера ЛПУ «закрытие ГРС»

Выдаются команды на закрытие электроуправляемого крана на входе ГРС закрытие клапана отсечки подачи газа на собственные нужды. По истечении времени хода кранов проверяется их конечное положение. При незакрытом положении арматуры формируется соответствующее сообщение «Кран на входе ГРС не закрыт», «Клапан отсечки подачи газа на собственные нужды не закрыт». После проверки состояния механизмов с задержкой по времени Tv выдаётся команда на закрытие электроуправляемого дополнительного крана на выходе ГРС. По истечении времени хода крана и проверки конечного положения формируется сообщение (закрыт или открыт). Значение Tv уточняется в процессе наладки САУ ГРС и присваивается переменной «Задержка закрытия выходного крана при аварийном останове ГРС».

4. Алгоритм закрытия рабочей нитки редуцирования по сигналу «Давление газа на выходе ГРС превышает допустимое» или сигналу «Перепад давления на фильтре-сепараторе превышает допустимый»

Измеряется давление газа на выходе ГРС с проверкой на достоверность. Если значение давления соответствует условию $P_{вых} \geq P_{вых.\ допустимое}$ в течение 5 секунд, выдаётся сообщение диспетчеру «Рвых > $P_{вых.\ допустимое}$» и инициируется процедура отключения рабочей нитки.

Одновременно с проверкой на превышение давления проверяется превышение максимально допустимого перепада давления на фильтре-сепараторе рабочей нитки. Алгоритм проверки аналогичен алгоритму для резервной нитки, приведённому ниже. Превышение допустимого уровня перепада давления 0,75 ΔPmax также инициирует отключение рабочей нитки редуцирования.

Проверяется состояние крана на входе основной нитки редуцирования. При открытом состоянии крана (основная нитка в работе) выдаётся сообщение «Кран основной нитки будет закрыт» и выдаётся команда на закрытие крана. После закрытия крана основной нитки выдается команда «Кран на входе резервной нитки редуцирования открыть».

Проверяется состояние крана на выходе основной нитки редуцирования. При открытом состоянии крана (основная нитка в работе) выдаётся сообщение «Кран основной нитки будет закрыт» и выдаётся команда на закрытие крана. После закрытия крана основной нитки выдается команда «Кран на выходе резервной нитки редуцирования открыть».

В соответствии с настройками регуляторов давления, после закрытия кранов основной нитки резервная нитка редуцирования включается в работу автоматически.

ΔPmax – максимально-допустимый перепад давления газа на устройстве очистки газа (фильтре-сепараторе).

5. Алгоритм формирования сигнала «Перепад давления на фильтре основной/резервной нитки редуцирования превышает допустимый»

При достижении показаний достоверного значения 0,75 ΔPmax выдаётся сообщение «Перепад давления на фильтре основной/резервной нитки достиг 75% от максимального».

В случае, если значение имеющегося датчика по перепаду достигает ΔPmax и сохраняется в течение 5 секунд, выдаётся сообщение «Перепад давления на фильтре основной/резервной нитки превышает максимальный».

ΔPmax – уставка максимально допустимого перепада давления газа на устройстве очистки газа (фильтре).

6. Алгоритм управления резервной ниткой редуцирования по сигналу «Давление газа на выходе превышает допустимое».

Давление газа на выходе ГРС проверяется на достоверность, и если его значение соответствует условию Рвых ≥ $P_{вых.\ допустимое}$ в течение 5 секунд, выдаётся сообщение диспетчеру «Рвых > $P_{вых.\ допустимое}$ и команда на закрытие управляемых кранов на входе и выходе резервной нитки. Проводится проверка закрытия основной нитки. Подразумевается, что рабочая нитка была закрыта ранее по превышению давления. По истечении времени хода кранов на закрытие и при его закрытом состоянии проверяется значение давления.

После падения давления на выходе ГРС до значения Рвых < 0.91 Рвых.норм, краны на входе и выходе резервной нитки вновь открывается, по истечении времени хода проверяется его положение (открыт).

Таким образом, реализуется процесс подачи газа потребителю путём попеременного открытия и закрытия входного и выходного кранов резервной нитки редуцирования до прибытия на ГРС представителей сервисных служб эксплуатирующей организации.

7. Алгоритм закрытия клапана подачи газа на собственные нужды при уровне загазованности в котельной выше 0,5% (Порог1)

Проверяется сигнал исправности системы контроля загазованности. Если система неисправна, выдаётся сообщение «Неисправность системы контроля загазованности». При исправной системе проверяется превышение порога загазованности. Если Порог1 (0,5%) превышен в течение 5 секунд, выдаётся сообщение «Загазованность в котельной >0,5% (Порог1), включается свето-звуковое табло "Загазованность П1" блока котельной и команда на закрытие клапана подачи газа на собственные нужды. При достижении механизмом конечного закрытого состояния выдаётся сообщение «Клапан подачи газа на собственные нужды закрыт», отключается электропитание локальной САУ котлов.

8. Алгоритм аварийного останова ГРС при пожаре в блоке

Проверяется сигнал исправности СПС, при неисправности выдаётся сообщение «СПС неисправна». При исправной системе контролируется состояние сигнала «Пожар». Сигнал «Пожар» формируется системой пожарной сигнализации (СПС) по факту срабатывания не менее двух датчиков, расположенных в одном блоке. Срабатывание ручного пожарного извещателя не приводит к запуску алгоритма.

Если сигнала о пожаре нет, блокировка вытяжных вентиляторов отключается. Если в течение 1 секунды сохраняется наличие сигнала о пожаре, контролируется температура в блоке.

При неисправном датчике температуры выдаётся сообщение «ПОЖАР в блоке, датчик to неисправен». Если датчик исправен, а температура to превышает 45 ^{0}С, выдаётся сообщение «ПОЖАР в блоке». В обоих случаях включается блокировка вытяжных вентиляторов с сообщением «Запущен автоматический останов ГРС по сигналу «Пожар» и запускается процедура автоматического останова ГРС. Если to < 45 ^{0}С, выдаётся сообщение «Принят сигнал ПОЖАР в

блоке без повышения температуры», автоматический останов ГРС не выполняется.

9. Алгоритм управления клапаном подачи газа на собственные нужды по сигналу «Пожар в котельной»

Проверяется сигнал исправности СПС, при неисправности выдаётся сообщение «СПС неисправна». При исправной системе контролируется состояние сигнала «Пожар». Сигнал «Пожар» формируется системой пожарной сигнализации (СПС) по факту срабатывания не менее двух датчиков, расположенных в котельной. Срабатывание ручного пожарного извещателя не приводит к запуску алгоритма.

Если в течение 1 секунды сохраняется наличие сигнала о пожаре, контролируется температура в котельной. При неисправном датчике температуры выдаётся сообщение «ПОЖАР в котельной, датчик to неисправен». При исправном датчике и температуре > 45 ^{0}С выдаётся сообщение «ПОЖАР в котельной». В обоих случаях клапан подачи газа на собственные нужды закрывается, отключается электропитание локальной САУ котлов.

Если достоверное значение температуры to < 45 ^{0}С, выдаётся сообщение «Принят сигнал ПОЖАР в котельной без повышения температуры», клапан подачи газа на собственные нужды остаётся открытым.

10. Алгоритм защиты от непреднамеренного открытия сбросных кранов

При поступлении команды открытия свечных кранов (ВД, НД) происходит проверка текущего положения кранов на входах ГРС, если они закрыты – проверяется положение кранов на выходах ГРС. Если краны на входах и краны на выходах ГРС находятся в закрытом состоянии – происходит открытие сбросных кранов (ВД, НД).

При открытом состоянии любого крана (на входе или выходе) открытие сбросных кранов не осуществляется.

11. Алгоритм переключения на резервную (капельную) систему одоризации

При работе одоризации в автоматическом режиме клапан байпасной линии (капельницы) одоризационной установки закрыт. После отключения режима «Автомат» открывается клапан байпасной линии, в результате чего включается в работу резервная (капельная) система одоризации. На ПУ оператора выводится сообщение "Включена резервная система одоризации".

12. Алгоритм загрузки параметров газа в УУГ

Загрузка основных параметров газа, значения плотности, объемной концентрации CO2, N2 производится в УУГ в автоматическом режиме один раз в сутки в начале контрактного часа, а также по команде оператора при изменении параметров состава газа.

13. Алгоритм управления циркуляционным насосом отопления блоков

САУ проверяет исправности локальной системы управления котельной. при неисправности выдаётся сообщение «система подогрева неисправна». При исправной системе контролируется значение температуры в блоках и сравнивает ее с уставкой "tблока". При понижении температуры в блоке ниже уставки tблока-5 ºС выдается команда на включение циркуляционного насоса отопления. При достижении значения температуры в блоке выше значения уставки tблока+5 ºС команда на циркуляционный насос снимается. Таким образом, реализуется процесс поддержания температуры в блоке в заданном диапазоне ±5 ºС от уставки. Изменение уставки возможно при любом режиме работы ГРС.

14. Регулирование температуры газа на входе узла редуцирования

Поддержание температуры газа на входе узла редуцирования производиться локальной системой автоматики котельной путем регулирования мощности горелок котлов и работы циркуляционных насосов с передачей параметров на САУ ГРС.

15. Алгоритм управления вентиляцией при уровне загазованности в укрытии выше 0,5% (Порог1)

Проверяется сигнал исправности системы контроля загазованности блоков переключений и блоков технологических. Если система неисправна, выдаётся сообщение «Неисправность системы контроля загазованности». При исправной системе проверяется превышение порога загазованности. Если Порог1 (0,5%) превышен в течение 5 секунд, выдаётся сообщение «Уровень загазованности в блоке >0,5% (Порог1). Включается свето-звуковое табло "загазованность П1" соответствующего блока. При отсутствии блокировки вентиляторов и сигнала пожарной сигнализации выдаётся команда на их включение и сообщение «Включена принудительная вентиляция». Если Порог1 не превышен и включена вытяжная вентиляция, то по истечении времени таймера вытяжные вентиляторы автоматически отключаются. Сигналы включения и отключения вентиляторов импульсные.

16. Алгоритм аварийного останова ГРС при загазованности «Порог2»

При поступлении сигнала «Загазованность по метану в ГРС аварийная»:
- отключить все вентиляторы;

- краны на входах ГРС закрыть;
- дополнительные выходной кран на выходе закрыть;
- клапан отсечки газа на собственные нужды закрыть;
- охранный линейный кран ГРС закрыть;
- отключить электропитание локальной САУ котлов.

Если управление данными кранами завершено, открыть управляемые краны сброса газа на свечи ВД и НД.

17. Алгоритм автоматического сброса конденсата

При срабатывании сигнализатора уровня верхнего «Уровень конденсата в фильтре-сепараторе высокий» открыть соответствующий кран слива конденсата емкости фильтра. При срабатывании сигнализатора уровня нижнего «Уровень конденсата в фильтре-сепараторе в норме» закрыть соответствующий кран слива конденсата емкости фильтра.

18. Алгоритм периодической проверки работоспособности крана-регулятора на байпасной линии

Периодическая проверка работоспособности крана-регулятора на байпасной линии.

19. Алгоритм перевода и работы ГРС на байпасной линии

При работе на байпасной ветке регулировать «Давление газа на выходной линии из ГРС» регулирующим клапаном байпасной ветки командами «Регулирующий клапан байпасной ветки открыть», «Регулирующий клапан байпасной ветки закрыть». Контроль положения затвора по сигналу «Положение регулирующего клапана байпасной ветки».

Ввод в работу байпасной ветки осуществляется в автоматическом режиме САУ ГРС при подаче соответствующей команды с диспетчерского пункта ЛПУ или с локальной панели управления на шкафу САУ. При вводе в работу байпасной линии «Кран подачи газа на байпасную ветку открыть», включить алгоритм автоматического регулирования давления клапаном байпасной ветки, «Кран на входе ГРС закрыть», «Кран на выходе из ГРС закрыть».

Переход с байпасной линии на основную осуществляется по команде оператора. При переходе с байпасной линии на основную «Кран на выходе из ГРС открыть», «Кран на входе ГРС открыть», отключить алгоритм автоматического регулирования давления затвором клапана байпасной ветки, клапан байпасной ветки закрыть.

При отсутствии работы байпасной ветки на выходной линии, «Кран подачи газа на байпасную ветку закрыть».

20. Блокировка отдельных алгоритмов работы ГРС стороны диспетчера УМГ или оператора ГРС

Алгоритм блокировки в случае ошибочных действий со стороны диспетчера УМГ или оператора ГРС.

21. Алгоритм переключения теплообменников

Если «Клапан на входе теплоносителя в теплообменник основной линии открыт», регулирование температуры на выходе ГРС включено, «Кран перед теплообменником основной линии открыт», «Клапан на выходе из котла открыт» и температура газа после теплообменников ниже 2 ^{0}С, то подать команды «Клапан на входе теплоносителя резервной линии открыть», «Кран на входе в теплообменник резервной линии открыть», затем подать команду «Кран перед теплообменником основной линии закрыть», снять команду «Клапан на входе теплоносителя в теплообменник основной линии открыть».

22. Подпроцесс измерения давления газа на входах и выходах ГРС по показаниям двух датчиков

Выполняется контроль показаний каждого из двух датчиков, а также контроль рассогласования их показаний. При допустимых значениях показаний по границам достоверности и отсутствии недопустимого рассогласования, итоговое значение определяется как показания первого (основного) датчика. В случае обнаружения отказа одного из датчиков, в качестве итогового значения используется показание «исправного» датчика и, при этом, выдаётся соответствующее сообщение о недостоверности. При отсутствии признаков отказа датчиков и наличии рассогласования показаний датчиков больше допустимого значения, а также при наличии признаков отказа обоих датчиков измерение объявляется недостоверным.

Р1 – Показания первого (основного) датчика давления газа Рвых, передающего данные непосредственно в САУ ГРС (установлен за управляемым выходном краном);

Р2 – Показания второго датчика давления газа Рвых, передающего данные на цифровой регистратор и далее через интерфейс в САУ ГРС (установлен за управляемым выходным краном, оснащён дополнительным цифровым индикатором);

R – Рассогласование показаний датчиков;

Н/Д – признак недостоверности как результат работы алгоритма;

Р – результирующее значение выходного сигнала;

НД1 – признак недостоверности по одному датчику;

НД2 – признак недостоверности по двум датчикам;

УР – уставка рассогласования, значение которой составляет 5% от заданного номинального давления газа на выходе ГРС (значение давления задаётся с ПУ оператора в любом режиме работы).

23. Алгоритм закрытия клапана подачи газа на собственные нужды при уровне загазованности в котельной выше 0,5% (Порог1)

Проверяется сигнал исправности системы контроля загазованности. Если система неисправна, выдаётся сообщение «Неисправность системы контроля загазованности». При исправной системе проверяется превышение порога загазованности. Если Порог1 (0,5%) превышен в течение 5 секунд, выдаётся сообщение «Загазованность в котельной >0,5% (Порог1), включается свето-звуковое табло "Загазованность П1" блока котельной и команда на закрытие клапана подачи газа на собственные нужды, предусматривается отключение электропитания локальной САУ котлов. При достижении механизмом конечного закрытого состояния выдаётся сообщение «Клапан подачи газа на собственные нужды закрыт».

24. Алгоритм периодического автоматического опробования предохранительных клапанов с формированием отчета в САУ ГРС

Периодическая автоматическая проверка опробования предохранительных клапанов с формированием отчета в САУ ГРС.

Предварительный перечень параметров, передаваемых на различные уровни управления по ГРС «Жодино» Приложение 5

N п/п	*Наименование параметра*	*САУ ГРС*	*Система регистрации параметров*	*СЛТМ*	*ССД «Контур-газ»*	*Пределы измерения*	*Диапазон измерения*	*Уставки*	*Тип сигнала управления (сигнализации)*	*Примечание*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Охранный кран ГРС									
	Телеизмерение									
1.	*Давление газа до охранного крана ГРС*	+		+		2,0…5,4МПа	0…10МПа		4-20мА	
2.	*Давление газа в ресивере на охранном кране ГРС*	+		+		2,0…5,4МПа	0…10МПа		4-20мА	
3.	*Давление газа после охранного крана ГРС*	+		+		2,0…5,4МПа	0…10МПа		4-20мА	
	Телесигнализация									
4.	*Положение охранного крана (Открыто)*	+		+					СК НР	
5.	*Положение охранного крана (Закрыто)*	+		+					СК НР	
6.	*Положение свечного крана на Охранном кране (Открыто)*	+		+					СК НР	
7.	*Положение свечного крана на Охранном кране (Закрыто)*	+		+					СК НР	
	Телеуправление									
8.	*Управление охранным краном (Открыть)*	+		+					110В	
9.	*Управление охранным краном (Закрыть)*	+		+					110В	
10.	*Управление свечным краном на Охранном кране (Открыть)*	+		-					110В	
11.	*Управление свечным краном на Охранном кране (Закрыть)*	+		-					110В	
	Дополнительный выходной кран									

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Телеизмерение									
12.	*Давление газа после дополнительного выходного крана ГРС*	+		+		1,2МПа	0…1,6МПа		4-20мА	
	Телесигнализация									
13.	*Положение дополнительного выходного крана (Открыто)*	+		+					СК НР	
14.	*Положение дополнительного выходного крана (Закрыто)*	+		+					СК НР	
	Телеуправление									
15.	*Управление дополнительным выходным краном (Открыть)*	+		+					110В	
16.	*Управление дополнительным выходным краном (Закрыть)*	+		+					110В	
	Блок переключения									
	Телесигнализация									
17.	*Положение крана на байпасной линии (Открыто)*	+		+					СК НР	
18.	*Положение крана на байпасной линии (Закрыто)*	+		+					СК НР	
19.	*Кран на байпасной линии местное управление*	+		-					СК НР	
20.	*Кран на байпасной линии неисправность*	+		-					СК НР	
21.	*Превышение давление на выходе ГРС*	+		+					СК НЗ	
22.	*Понижение давление на выходе ГРС*	+		+					СК НЗ	
23.	*Принудительная вентиляция блока переключения (включена/отключена)*	+		-					СК НР	
24.	*Положение Входного крана (Открыто)*	+		+					СК НР	
25.	*Положение Входного крана (Закрыто)*	+		+					СК НР	
26.	*Входной кран местное управление*	+		-					СК НР	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
27.	*Входной кран неисправность*	+		-					СК НР	
28.	*Положение свечного крана ВД (Открыто)*	+		+					СК НР	
29.	*Положение свечного крана ВД Закрыто)*	+		+					СК НР	
30.	*Свечной кран ВД местное управление*	+		-					СК НР	
31.	*Свечной кран ВД неисправность*	+		-					СК НР	
32.	*Положение Выходного крана (Открыто)*	+		+					СК НР	
33.	*Положение Выходного крана (Закрыто)*	+		+					СК НР	
34.	*Выходной кран местное управление*	+		-					СК НР	
35.	*Выходной кран неисправность*	+		-					СК НР	
36.	*Положение свечного крана НД (Открыто)*	+		+					СК НР	
37.	*Положение свечного крана НД (Закрыто)*	+		+					СК НР	
38.	*Свечной кран НД местное управление*	+		-					СК НР	
39.	*Свечной кран НД неисправность*	+		-					СК НР	
	Телеуправление									
40.	*Кран на байпасной линии (открыть)*	+		+					24В	
41.	*Кран на байпасной линии (закрыть)*	+		+					24В	
42.	*Предохранительный клапан 1. Открыть*	+		+						Тип сигнала определить по паспорту изделия
43.	*Предохранительный клапан 1. Закрыть*	+		+						
44.	*Предохранительный клапан 2. Открыть*	+		+						
45.	*Предохранительный клапан 2. Закрыть*	+		+						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
46.	*Кран на байпасной линии (стоп)*	+		-					24В	
47.	*Положение электропривода крана-регулятора на байпасной линии*	+		+					5кОм	
48.	*Электропривод крана-регулятора на байпасной линии «открыть»*	+		+					24В	
49.	*Электропривод крана-регулятора на байпасной линии «закрыть»*	+		+					24В	
50.	*Принудительная вентиляция (включить)*	+		-					24В	
51.	*Принудительная вентиляция (отключить)*	+		-					24В	
52.	*Входной кран (открыть)*	+		+					24В	
53.	*Входной кран (закрыть)*	+		+					24В	
54.	*Входной кран (стоп)*	+		-					24В	
55.	*Свечной кран ВД (открыть)*	+		+					24В	
56.	*Свечной кран ВД (закрыть)*	+		+					24В	
57.	*Свечной кран ВД (стоп)*	+		-					24В	
58.	*Выходной кран (открыть)*	+		+					24В	
59.	*Выходной кран (закрыть)*	+		+					24В	
60.	*Выходной кран (стоп)*	+		-					24В	
61.	*Свечной кран НД (открыть)*	+		-					24В	
62.	*Свечной кран НД (закрыть)*	+		-					24В	
63.	*Свечной кран НД (стоп)*	+		-					24В	
64.	*Включение/выключение дублирующей одоризационной установки*	+		-					24В	
	Телеизмерение									

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
65.	*Давление1 газа на выходе ГРС*		+		1,2 МПа	0…1,6МПа			4-20мА	На САУ передача по RS-485
66.	*Температура 1 газа на выходе ГРС*		+			-50…+50°С			4-20мА	
67.	*Давление1 газа на входе ГРС*		+		2,0…5,4МПа	0…10МПа			4-20мА	
68.	*Температура 1 газа на входе ГРС*		+			-50…+50°С			4-20мА	
69.	*Температура газа на входе ГРС*	+		+		-50…+50°С			4-20мА	
70.	*Давление газа на выходе ГРС*	+		+	1,2МПа	0…1,6МПа			4-20мА	
71.	*Давление газа на входе ГРС*	+		+	2,0…5,4МПа	0…10МПа			4-20мА	
72.	*Температура газа на выходе ГРС*	+		+		-50…+50°С			4-20мА	
73.	*Температура в блоке переключения*	+		+		-50…+50°С			4-20мА	
74.	*Температура в отсеке одоризации*	+		+		-50…+50°С			4-20мА	
	Блок технологический									
	Телеизмерение									
75.	*Перепад давления газа на фильтре 1 узла очистки ГРС ОЛР*	+		+	100…600 кПа	0…630кПа	100кПа 200кПа		4-20мА	2 уставки: Критическая и запредельная
76.	*Перепад давления газа на фильтре 2 узла очистки ГРС РЛР*	+		+	100…600 кПа	0…630кПа	100кПа 200кПа		4-20мА	2 уставки: Критическая и запредельная
77.	*Температура газа после узла подогрева 1*	+		-	+18…+28	0…+100	+23		4-20мА	
78.	*Температура газа после узла подогрева 2*	+		-	+18…+28	0…+100	+23		4-20мА	
79.	*Температура газа после узла редуцирования*	+		-	+2…+7	-50…+50	>+2		4-20мА	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
80.	*Температура в блоке технологическом*	+		-	+5…+25	-50…+50	>+5		4-20мА	
81.	*Индикация положения запорного органа РД (1РД1)*	+		-	0…100%	0…100%			4-20мА	
82.	*Индикация положения запорного органа РД (1РД2)*	+		-	0…100%	0…100%			4-20мА	
83.	*Индикация положения запорного органа РД (2РД1)*	+		-	0…100%	0…100%			4-20мА	
84.	*Индикация положения запорного органа РД (2РД2)*	+		-	0…100%	0…100%			4-20мА	
85.	***Телесигнализация***									
86.	*Уровень жидкости в фильтре 1 мах*	+		-					24В	
87.	*Уровень жидкости в фильтре 2 мах*	+		-					24В	
88.	*Принудительная вентиляция блока технологического (включена/отключена)*	+		-					СК НР	
89.	*Положение Входного крана ЛР1 (Открыто)*	+		+					СК НР	
90.	*Положение Входного крана ЛР1 (Закрыто)*	+		+					СК НР	
91.	*Входной кран ЛР1 местное управление*	+		-					СК НР	
92.	*Входной кран ЛР1 неисправность*	+		-					СК НР	
93.	*Положение Входного крана ЛР2 (Открыто)*	+		+					СК НР	
94.	*Положение Входного крана ЛР2 (Закрыто)*	+		+					СК НР	
95.	*Входной кран ЛР2 местное управление*	+		-					СК НР	
96.	*Входной кран ЛР2 неисправность*	+		-					СК НР	
97.	*Прорыв газа в теплосеть на ПГ1*	+		+					СК НР	
98.	*Прорыв газа в теплосеть на ПГ2*	+		+					СК НР	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
99.	*Отсечной клапан к отопительным агрегатам закрыт*	+		+					24В	
100.	*Положение крана 1 фильтра 1 (Открыто)*	+		+					СК НР	
101.	*Положение крана 1 фильтра 1 (Закрыто)*	+		+					СК НР	
102.	*Кран 1 фильтра 1 местное управление*	+		-					СК НР	
103.	*Кран 1 фильтра 1 неисправность*	+		-					СК НР	
104.	*Положение крана 2 фильтра 1 (Открыто)*	+		+					СК НР	
105.	*Положение крана 2 фильтра 1 (Закрыто)*	+		+					СК НР	
106.	*Кран 2 фильтра 1 местное управление*	+		-					СК НР	
107.	*Кран 2 фильтра 1 неисправность*	+		-					СК НР	
108.	*Положение крана 1 фильтра 2 (Открыто)*	+		+					СК НР	
109.	*Положение крана 1 фильтра 2 (Закрыто)*	+		+					СК НР	
110.	*Кран 1 фильтра 2 местное управление*	+		-					СК НР	
111.	*Кран 1 фильтра 2 неисправность*	+		-					СК НР	
112.	*Положение крана 2 фильтра 2 (Открыто)*	+		+					СК НР	
113.	*Положение крана 2 фильтра 2 (Закрыто)*	+		+					СК НР	
114.	*Кран 2 фильтра 2 местное управление*	+		-					СК НР	
115.	*Кран 2 фильтра 2 неисправность*	+		-					СК НР	
116.	*Положение крана сброса дренажа из коллектора (Открыто)*	+		+					СК НР	
117.	*Положение крана 2 фильтра 2 (Закрыто)*	+		+					СК НР	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
118.	*Кран сброса дренажа из коллектора местное управление*	+		-					СК НР	
119.	*Кран сброса дренажа из коллектора неисправность*	+		-					СК НР	
	Телеуправление									
120.	*Управление электронным механизмом РД (1РД12)*	+		-					4-20мА	
121.	*Управление электронным механизмом РД (1РД2)*	+		-					4-20мА	
122.	*Управление электронным механизмом РД (2РД1)*	+		-					4-20мА	
123.	*Управление электронным механизмом РД (2РД2)*	+		-					4-20мА	
124.	*Принудительная вентиляция блока технологического(включить)*	+		-					24В	
125.	*Принудительная вентиляция техно-логического (отключить)*	+		-					24В	
126.	*Входной кран ЛР1 открыть*	+		+					24В	
127.	*Входной кран ЛР1 закрыть*	+		+					24В	
128.	*Входной кран ЛР1 стоп*	+		+					24В	
129.	*Входной кран ЛР2 открыть*	+		+					24В	
130.	*Входной кран ЛР2 закрыть*	+		+					24В	
131.	*Входной кран ЛР2 стоп*	+		+					24В	
132.	*Выходной кран ЛР1 открыть*	+		+					24В	
133.	*Выходной кран ЛР1 закрыть*	+		+					24В	
134.	*Выходной кран ЛР1 стоп*	+		+					24В	
135.	*Выходной кран ЛР2 открыть*	+		+					24В	
136.	*Выходной кран ЛР2 закрыть*	+		+					24В	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
137.	*Выходной кран ЛР2 стоп*	+		+					24В	
138.	*Кран 1 фильтра 1 открыть*	+		+					24В	
139.	*Кран 1 фильтра 1 закрыть*	+		+					24В	
140.	*Кран 1 фильтра 1 стоп*	+		+					24В	
141.	*Кран 2 фильтра 1 открыть*	+		+					24В	
142.	*Кран 2 фильтра 1 закрыть*	+		+					24В	
143.	*Кран 2 фильтра 1 стоп*	+		+					24В	
144.	*Кран 1 фильтра 2 открыть*	+		+					24В	
145.	*Кран 1 фильтра 2 закрыть*	+		+					24В	
146.	*Кран 1 фильтра 2 стоп*	+		+					24В	
147.	*Кран 2 фильтра 2 открыть*	+		+					24В	
148.	*Кран 2 фильтра 2 закрыть*	+		+					24В	
149.	*Кран 2 фильтра 2 стоп*	+		+					24В	
150.	*Кран сброса дренажа из коллектора стоп*	+		+					24В	
151.	*Кран сброса дренажа из коллектора открыть*	+		+					24В	
152.	*Кран сброса дренажа из коллектора закрыть*	+		+					24В	
	Узел измерения расхода газа ИТ1									

153.	*- Отказ электронного корректора - Текущее измеренное значение абсолютного давления - Текущее измеренное значение температуры газа - Мгновенный расход газа при стандартных условиях - нарастающий объем газа при стандартных условиях с начала контрактных суток - объем газа при стандартных условиях за прошлые контрактные сутки - скорость потока газа в ИТ - Введенные в электронный корректор условно-постоянные параметры - дата и время*	+		+	+				*RS-485*	
154.	*-Архивные данные*				+					
155.	*Перепад давления на формирователе потока*	+							4-20мА	
	Узел измерения расхода газа ***ИТ2***									
156.	*- Отказ электронного корректора - Текущее измеренное значение абсолютного давления - Текущее измеренное значение температуры газа - Мгновенный расход газа при стандартных условиях - нарастающий объем газа при стандартных условиях с начала контрактных суток - объем газа при стандартных условиях за прошлые контрактные сутки - скорость потока газа в ИТ - Введенные в электронный корректор условно-постоянные параметры - дата и время*	+		+	+				*RS-485*	
157.	*-Архивные данные*				+					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
158.	*Перепад давления на формирователе потока*	+							4-20мА	
	Узел измерения расхода газа ИТ3									
159.	*- Отказ электронного корректора* *- Текущее измеренное значение абсолютного давления* *- Текущее измеренное значение температуры газа* *- Мгновенный расход газа при стандартных условиях* *- нарастающий объем газа при стандартных условиях с начала контрактных суток* *- объем газа при стандартных условиях за прошлые контрактные сутки* *- скорость потока газа в ИТ* *- Введенные в электронный корректор условно-постоянные параметры* *- дата и время*	+		+	+				*RS-485*	
160.	*-Архивные данные*				+					
161.	*Перепад давления на формирователе потока*	+							4-20мА	
	Узел измерения расхода газа ИТ4 (резерв)									

162.	*- Отказ электронного корректора* *- Текущее измеренное значение абсолютного давления* *- Текущее измеренное значение температуры газа* *- Мгновенный расход газа при стандартных условиях* *- нарастающий объем газа при стандартных условиях с начала контрактных суток* *- объем газа при стандартных условиях за прошлые контрактные сутки* *- скорость потока газа в ИТ* *- Введенные в электронный корректор условно-постоянные параметры* *- дата и время*	+		+	+				*RS-485*	
163.	*-Архивные данные*				+					
164.	*Перепад давления на формирователе потока*	+							4-20мА	
	Узел отбора газа на собственные нужды									
	Комплекс для измерений расхода газа									
165.	*- Текущее измеренное значение избыточного давления* *- текущее измеренное значение температуры газа* *- мгновенный расход газа при стандартных условиях* *- нарастающий объем газа при стандартных условиях с начала контрактных суток* *- объем газа при стандартных условиях за прошлые контрактные сутки*				+				*RS-485*	
166.	*-Архивные данные с электронного корректора*				+					
	Потоковые средства измерений ФХП газа									

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
167.	*-Оперативные и архивные данные с потокового хроматографа*				+				*RS-485*	
168.	*-Оперативные и архивные данные с потокового анализатора кислорода*				+				*RS-485*	
169.	*-Оперативные и архивные данные с потокового анализатора точки росы)*				+				*RS-485*	
	Телесигнализация									
170.	*Положение входного крана ИТ1 (Открыто)*	+		+					СК НР	
171.	*Положение входного крана ИТ1 (Закрыто)*	+		+					СК НР	
172.	*Входной кран ИТ1 местное управление*	+		-					СК НР	
173.	*Входной кран ИТ1 неисправность*	+		-					СК НР	
174.	*Положение входного крана ИТ2 (Открыто)*	+		+					СК НР	
175.	*Положение входного крана ИТ2 (Закрыто)*	+		+					СК НР	
176.	*Входной кран ИТ2 местное управление*	+		-					СК НР	
177.	*Входной кран ИТ2 неисправность*	+		-					СК НР	
178.	*Положение входного крана ИТ3 (Открыто)*	+		+					СК НР	
179.	*Положение входного крана ИТ3 (Закрыто)*	+		+					СК НР	
180.	*Входной кран ИТ3 местное управление*	+		-					СК НР	
181.	*Входной кран ИТ3 неисправность*	+		-					СК НР	
182.	*Положение входного крана ИТ4 (Открыто)*	+		+					СК НР	
183.	*Положение входного крана ИТ4 (Закрыто)*	+		+					СК НР	
184.	*Входной кран ИТ4 местное управление*	+		-					СК НР	

185.	*Входной кран ИТ4 неисправность*	+		-					СК НР	
	Телеуправление									
186.	*Входной кран ИТ1 открыть*	+		+					24В	
187.	*Входной кран ИТ1 закрыть*	+		+					24В	
188.	*Входной кран ИТ1 стоп*	+		+					24В	
189.	*Входной кран ИТ2 открыть*	+		+					24В	
190.	*Входной кран ИТ2 закрыть*	+		+					24В	
191.	*Входной кран ИТ2 стоп*	+		+					24В	
192.	*Входной кран ИТ3 открыть*	+		+					24В	
193.	*Входной кран ИТ3 закрыть*	+		+					24В	
194.	*Входной кран ИТ3 стоп*	+		+					24В	
195.	*Входной кран ИТ4 открыть*	+		+					24В	
196.	*Входной кран ИТ4 закрыть*	+		+					24В	
197.	*Входной кран ИТ4 стоп*	+		+					24В	
	Узел одоризации газа									
	Параметры Блока управления одоризатором (RS-485)									

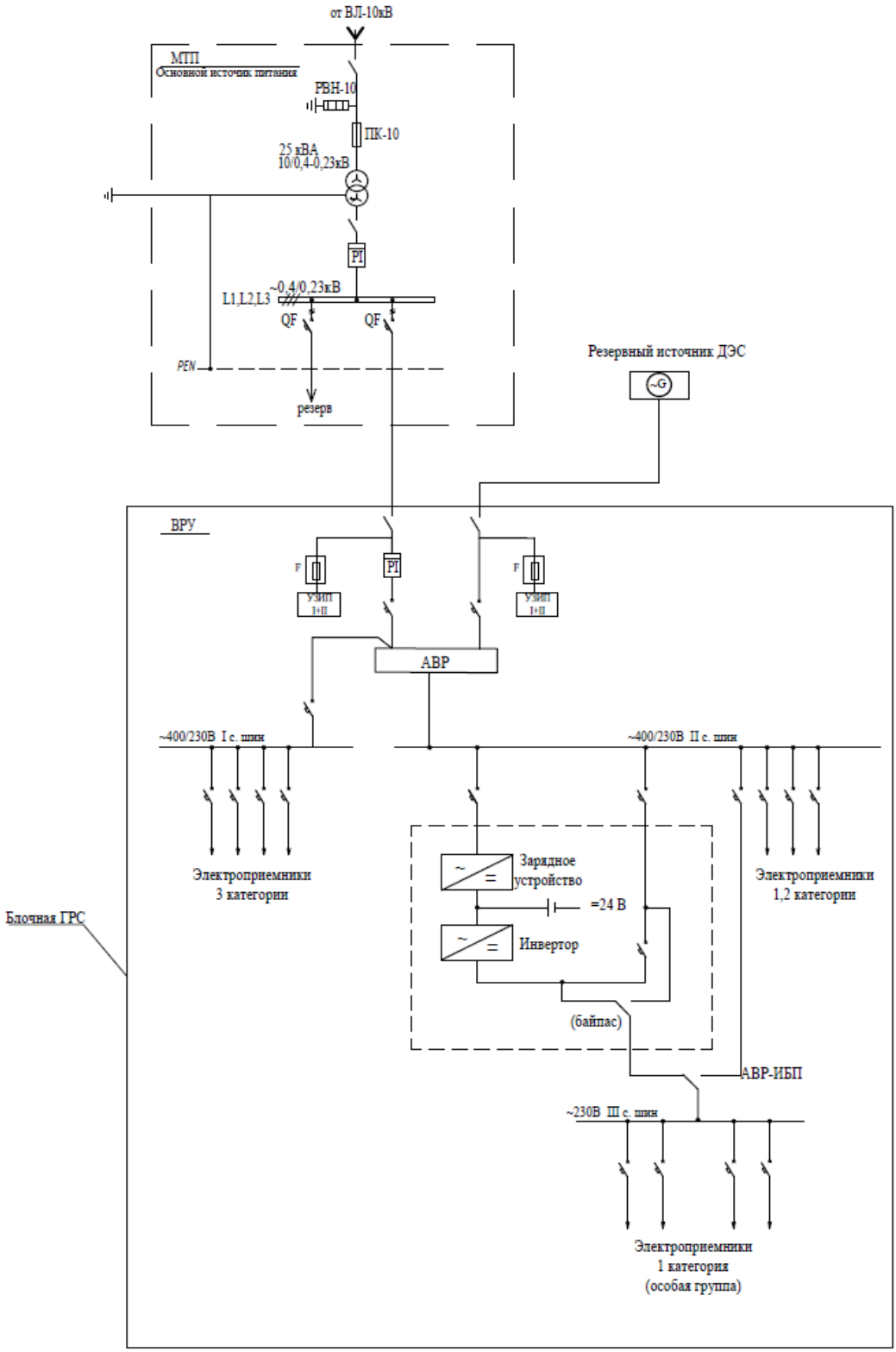
198.	*Измерение уровня одоранта в емкости хранения1* *Измерение уровня одоранта в емкости хранения 2* *Степень одоризации* *Давление в емкости 1* *Давление в емкости 2* *Сигнализация превышения давления в емкостях* *Сигнализация min/max уровня одоранта в емкостях* *Авария одоризатора*	+		+					*RS-485*	
	Емкость сбора конденсата									
199.	*Максимальный уровень жидкости в емкости*	+		+					СК НР	
	Система контроля загазованности									
200.	*Загазованность блока переключения Д1 (1 порог)*	+		+					СК НР	Требуется питание 24В
201.	*Загазованность блока переключения Д1 (2 порог)*	+		+					СК НР	
202.	*Неисправность датчика загазованности блока переключения Д1*	+		-					СК НЗ	
203.	*Загазованность блока переключения Д2(1 порог)*	+		+					СК НР	Требуется питание 24В
204.	*Загазованность блока переключения Д2(2 порог)*	+		+					СК НР	
205.	*Неисправность датчика загазованности блока переключения Д2*	+		-					СК НЗ	
206.	*Загазованность парами одоранта отсека одоризации (1 порог)*	+		+					СК НР	Требуется питание 24В
207.	*Загазованность парами одоранта отсека одоризации (2 порог)*	+		+					СК НР	
208.	*Неисправность датчика загазованности отсека одоризации*	+		-					СК НЗ	
209.	*Загазованность блока технологического (1 порог)*	+		+					СК НР	Требуется питание 24В
210.	*Загазованность блока технологического (2 порог)*	+		+					СК НР	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
211.	*Неисправность датчика загазованности блока технологического*	+		-					СК НЗ	
212.	*Загазованность блока мини-котельной СН4 (1 порог)*	+		+					СК НР	
213.	*Загазованность блока мини-котельной СН4 (2 порог)*	+		+					СК НР	
214.	*Загазованность блока мини-котельной СО (1 порог)*	+		+					СК НР	
215.	*Загазованность блока мини-котельной СО (2 порог)*	+		+					СК НР	
216.	*Неисправность системы загазованности блока мини-котельной*	+		-					СК НЗ	
	Система охраны объекта									
	Телесигнализация									
217.	*Сигнал "тревога" (проникновение на территорию и в блоки ГРС)*	+		+					СК НР	
218.	*Сигнал "Охрана" (постановка и снятие с охраны)*	+		-					СК НР	
219.	*Сигнал "неисправность" (неисправность ТСО)*	+		-					СК НР	
	Система пожарной сигнализации									
	Телесигнализация									
220.	*Пожар блока переключения*	+		+					СК НР	
221.	*Пожар блока технологического*	+		+					СК НР	
222.	*Пожар блока мини-котельной*	+		+					СК НР	
223.	*Неисправность пожарной сигнализации*	+		+					СК НР	
	Телеуправление									
224.	*Включение свето-звуковой синализации "ПОЖАР" по блокам*	+		-					СК НР	
	Система элетроснабжения									

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	телеизмерение									
225.	*Счетчик расхода электроэнергии*	+		+					*RS-485*	
226.	*Входное напряжение*	+		-					4-20мА	
227.	***ИБП*** *- Норма/авария;* *- Uвых.* *- режим «байпас»*	+		+					*RS-485*	
	телесигнализация									
228.	*ВРУ .Отключение основного источ-ника питания*	+		-					СК НР	
229.	*ВРУ. Состояние резервного источ-ника питания*	+		-					СК НР	
230.	*Переключение на резервный источник питания*	+		-					СК НР	
231.	*Анализатор газовый «АнОд»*	+		-					*RS-485*	
	Блок мини-котельной									
	Телеизмерение									
232.	*Температура в блоке мини-котельной*	+		-	+15…+25°С	-50…+50°С	+20		4-20мА	
233.	*Давление теплоносителя за ПГ1*	+		-	0,1…0,6МПа	0…1,0Мпа	>0,1МПа <0,6МПа		4-20мА	
234.	*Давление теплоносителя за ПГ2*	+		-	0,1…0,6МПа	0…1,0Мпа	>0,1МПа <0,6МПа		4-20мА	
235.	***Телесигнализация***									
236.	*Принудительная вентиляция блока мини-котельной (включена/отклю-чена)*	+		-					СК НР	
237.	***Телеуправление***									
238.	*Принудительная вентиляция (вклю-чить)*	+		-					24В, 0,5А	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
239.	*Принудительная вентиляция (отключить)*	+		-					24В, 0,5А	
240.	*Включение предупредительной сигнализации*	+		-					24В, 1а	
241.	*Отсечной клапан к отопительным агрегатам закрыть*	+							220В 1А	Клапан ВН1/2Р-4П "Термобрест
242.	*Включение циркуляционного насоса отопления*	+							+24В 0,1А	
243.	***Система локальной автоматики мини-котельной***	+		-					*RS-485*	Регулирование температуры газа на выходе ГРС
244.	***Система ЭХЗ***	+		+					*RS-485*	
245.	***Эл. Блок управления дизель-генератора***	+		-					*RS-485*	

Приложение 6 – Предлагаемая электрическая однолинейная схема электроснабжения блочной ГРС (АГРС «Жодино»).



Взам. инв.№	
Подпись и дата	
Инв.№	

Изм	Кол.	Лист	№док	Под-	Дата	5.5-19.490-ТЧДЗ	Стр.

Лист регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	Измененных	Заменных	новых	аннулированных				