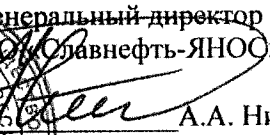



УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО «Славнефть-ЯНОО»

А.А. Никитин
2016 г.




ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ


на изготовление автоматической газораспределительной станции по объекту:
«Замена сырья установок УПВ на природный газ. Перевод технологических печей
с жидкого топлива на природный газ». I этап»

СОГЛАСОВАНО
Главный инженер
Первый заместитель генерального директора
ООО «Газпром трансгаз Ухта»


Письмо ООО «Газпром трансгаз Ухта»
Иск. № 04-6571 от 18.05.2016 г.
С.В. Адаменко
«___» _____ 2016 г.


СОГЛАСОВАНО
Генеральный директор
ООО «ЭнергоЦентрПроект»


Г.А. Лаврега
2016 г.



СОГЛАСОВАНО
Технический директор
ООО «Завод «Нефтегазоборудование»


С.Ю. Бучнев
2016 г.



2016 г.



ПАО «ГАЗПРОМ»
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УХТА»
(ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

Директору по проектированию
ООО «ЭнергоЦентрПроект»

А.С. Лобасенко

Факс: (347) 292-39-95

Ленина пр-т, д. 39/2, г. Ухта,
Республика Коми, Российская Федерация, 169300
Тел.: (8216) 76-00-56, факс: (8216) 73-69-88
E-mail: sgp@sgp.gazprom.ru, www.ukhta-lr.gazprom.ru
ОКПО 00159025, ОГРН 1021100731190, ИНН/КПП 1102024468/997250001
18 МАЙ 2016 № 04-6571
на № _____ от _____

О согласовании ТЗ на изготовление ГРС

Уважаемый Андрей Сергеевич!

В ответ на Ваш исх. от 15.04.2016 № 117-я о согласовании ТЗ на изготовление ГРС по объекту «Замена сырья установок УПВ на природный газ. Перевод технологических печей с жидкого топлива на природный газ» для нужд Ярославского НПЗ» сообщаем, что согласовываем техническое задание на изготовление ГРС.

Отсканированный титульный лист ТЗ направлен на электронный адрес info@esprmsk.ru.

Дополнительно направляем замечания и предложения производственных отделов и служб ООО «Газпром трансгаз Ухта» к предварительному перечню технологического оборудования ГРС.

Приложение: по тексту на 1 л.

Главный инженер –
первый заместитель генерального директора

С.В. Адаменко

П.А. Кожевников
(8216) 772464

Замечания к предварительному перечню технологического оборудования ГРС по объекту «Замена сырья установок УПВ на природный газ. Перевод технологических печей с жидкого топлива на природный газ» для нужд Ярославского НПЗ».

1. Для согласования с курирующими производственными отделами перечень технологического оборудования предлагаем разбить на блоки (блок основного технологического оборудования, средства измерения, оборудование электроснабжения в том числе средства измерений электрических величин и т.д.).

2. В состав перечня АСУ включить список приборов и оборудования систем автоматического управления ГРС, полный перечень средств измерений, планируемых к применению по объекту.

3. В состав перечня включить информацию о типе применяемой системы контроля загазованности, оборудования пожарной, охранной сигнализации, СИ давления и температуры.

4. Исключить из перечня технологического оборудования мебель, инструмент, грузоподъемное устройство, дефлектор, кондиционер, теплоизоляцию, площадки для обслуживания, водосточные системы, систему антиобледенения кровли, не относящиеся к технологическому оборудованию.

5. Просим рассмотреть возможность применения взамен котла Protherm Panther оборудование отечественных производителей.

6. Предусмотреть поставку измерительного комплекса «СуперФлоу – 21В» для работы в комплекте с ультразвуковым расходомером Turbo-Flow.

7. В комплекте измерительного комплекса СГ-ЭКВз-Р-0,2-160/1,6 предусмотреть поставку имитационных катушек.

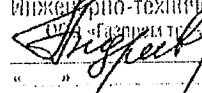
8. В комплекте поставки хроматографа предусмотреть поставку поверочных газовых смесей.

Главный инженер –
первый заместитель генерального директора



С.В. Адаменко

П.А. Кожевников
(8216) 772464

Заместитель начальника СЭПИС
Инженерно-технический центр
УПВ «Газпром трансгаз Ухта»

И.В. Андраева
«...» ... 201... г.

Лист согласования

к Техническому заданию на изготовление ГРС по объекту «Замена сырья установок УПВ на природный газ. Перевод технологических печей с жидкого топлива на природный газ» для нужд Ярославского НПЗ».

ПО ЭГРС



В.М. Янчук

ПОЗК

согласовано
с.з. № 21867
от 28.04.16

С.М. Колтаков

ПО А



Е.В. Нестеренко

СПиПБ

согласовано
с.з. № 34.318 от 26.04.16

Н.С. Кухта

ПО МО

согласовано с.з.
№ 44-248 от 28.04.16

А.Е. Жихорев

Начальник СКЗ

согласовано с.з.
№ 43-568 от 23.04.16

В.Ю. Орлов

Начальник Управления связи

согласовано с.з.
№ 06-2693 от 26.04.16

Ю.А. Харюшин

ПДС



Г.В. Каспиев

Служба по ЭПиС



Т.В. Андреева

Техническое задание на АГРС типа «Голубое пламя» составлено на основании «Технических условий» на строительство газопровода-отвода и ГРС для обеспечения снабжения газом оборудования ОАО «Славнефть-ЯНОС», утвержденных ОАО «Газпром» 19.09.2011 г. с изменениями от 27.09.2013г. (срок продлен на один год) и с изменениями от 14.03.2016г. (срок продлен на три года).

1. ВХОДНЫЕ И ВЫХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ.

1.1.	Производительность ГРС, тыс. $\text{м}^3/\text{час}$:	
1.1.1.	Q_{max}	180
1.1.2.	Q_{min}	4,1
1.2.	Давление газа на входе (изб), МПа:	
1.2.1.	Русл.	5,4
1.2.2.	P_{max} раб.	5,4
1.2.3.	P_{min} раб.	2,2
1.3.	Количество выходов, шт.	
1.4.	Давление газа на выходе (изб), МПа	
1.5.	Наличие выхода на дом оператора	
1.6.	Температура газа на входе, $^{\circ}\text{C}$:	
1.6.1.	T_{max}	+15
1.6.2.	T_{min}	+4
1.7.	Температура эксплуатации ГРС по наружному воздуху, $^{\circ}\text{C}$:	
1.7.1.	T_{max}	+37
1.7.2.	T_{min}	-46
1.7.3.	Средняя температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	-31
1.8.	Необходимость очистки газа от механических примесей и конденсата	
1.8.1.	Необходимость резервирования узла очистки газа	ДА
1.9.	Необходимость подогрева газа	
1.9.1.	Необходимость резервирования подогрева газа	ДА
1.10.	Необходимость одоризации газа	ДА (поставляется отдельно)
1.11.	Необходимость узла коммерческого измерения расхода газа	
1.11.1.	Необходимость резервирования узла коммерческого измерения расхода газа	ДА
1.12.	Температура газа в выходных газопроводах (не менее), $^{\circ}\text{C}$	
1.13.	Сейсмичность района, баллов по шкале Рихтера	
1.14.	Физико-химические показатели природного газа:	
1.14.1.	Плотность при 20 $^{\circ}\text{C}$ и 101, кПа, $\text{кг}/\text{м}^3$	0,678
1.14.2.	Температура точки росы по влаге при давлении газа (изб) 1,2 МПа, $^{\circ}\text{C}$	-22,9 ÷ -30,19
1.14.3.	Температура точки росы по углеводородам при давлении газа (изб) 1,2 МПа, $^{\circ}\text{C}$	-
1.15.	Компонентный состав газа:	
1.15.1.	Метан, % масс	97,3
1.15.2.	Этан, % масс	1,28
1.15.3.	Диоксид углерода, % масс	0,076
1.15.4.	Пропан, % масс	0,413
1.15.5.	Изо-бутан, % масс	0,069
1.15.6.	Норм-бутан, % масс	0,069
1.15.7.	Нео-пентан, % масс	0,0012

1.15.8.	Изо-пентан, % масс	0,0141
1.15.9.	Норм-пентан, % масс	0,0101
1.15.10.	Гексаны + высшие углеводороды, % масс	0,0097
1.15.11.	Азот, % масс	0,74
1.15.12.	Кислород, % масс	0,0058
1.15.13.	Водород, % масс	0,001
1.15.14.	Гелий, % масс	0,012
1.15.15.	Меркаптановая сера, % г/м ³	Менее 0,01
1.15.16.	Сероводород, г/м ³	Менее 0,01

2. ЗАКАЗ НА ПОСТАВКУ ПРОДУКЦИИ.

2.1. Общие требования к условиям поставки.

АГРС должна представлять собой изделие, состоящее из нескольких блоков или узлов заводской готовности, предусматривающее ускоренный монтаж и проведение пусконаладочных работ на месте эксплуатации. АГРС должна быть настроена на заданные технические параметры ($P_{вх}$, $P_{вых}$, Q , $T_{вых}$), согласно требованиям настоящей документации.

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

Проектными решениями предусмотреть изготовление оборудования АГРС с учетом сейсмического воздействия по шкале MSK-64 СНиП II-7-81* «Строительство в сейсмических зонах», применение в климатическом исполнении в зависимости от района строительства в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия, используемых для различных климатических районов».

В блоках, внутри которых расположено технологическое и измерительное оборудование, должно быть обеспечено поддержание температурного режима в соответствии с их эксплуатационной документацией.

2.1.1. Требования к упаковке.

Упаковка должна обеспечивать сохранность блоков АГРС при хранении и транспортировании в части воздействия климатических факторов в условиях по ГОСТ 15150-69.

Принадлежности, инструменты, запасные части, манометры, термометры, а также ключи от дверей блок-боксов должны быть уложены в упаковочные ящики, которые помещаются внутри блок-боксов.

Эксплуатационная документация должна быть герметично упакована в пакет из полиэтиленовой пленки ГОСТ 10354-82* «Пленка полиэтиленовая, технические условия» и уложена в упаковочный ящик.

Двери блок-боксов должны быть надежно заперты и опломбированы. Один ключ должен быть завернут в парафинированную бумагу и уложен на место хранения при транспортировке, устанавливаемое изготовителем.

2.1.2. Требования к маркировке.

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, $\text{м}^3/\text{час}$;
- год изготовления;
- масса изделия;
- клеймо ОТК.

Качество и цвет маркировки должны соответствовать ГОСТ 26828-86 «Изделия машиностроения и приборостроения. Маркировка» и сохраняться в течение всего срока службы станции.

Маркировка комплектующих изделий, деталей, сборных единиц, запасных частей, инструмента и других принадлежностей должна быть выполнена согласно требованиям документации на эти изделия.

Транспортная маркировка должна производиться в соответствии с комплекточной

ведомостью и требованиями ГОСТ 14192-96 «Маркировки грузов», быть устойчивой к атмосферным осадкам, не должна стираться и выцветать.

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.

На блок-боксах АГРС должны быть указаны координаты центра массы и показаны схемы строповки.

2.1.3. Требования к транспортированию и хранению.

Блоки должны быть приспособлены к транспортировке в заводской упаковке железнодорожным, автомобильным, водным и авиационным* транспортом в соответствии со следующими документами:

- «Правила перевозок грузов автомобильным транспортом», «Транспорт», М., 1984 г.;
- «Правила перевозок грузов», «Транспорт», М., 1985 г.

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

Не допускается поставка блока отдельными сборочными единицами.

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

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

Для хранения блоки АГРС должны быть подвергнуты консервации – по ГОСТ 9.014-78 «Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования».

Хранение элементов КИП, ЗИП, транспортируемых отдельно от блоков должно производиться в соответствии с требованиями эксплуатационной документации предприятия-изготовителя.

2.1.4. Требования к дополнительным услугам.

Инструкции по монтажу и пусконаладочным работам представляются предприятием-изготовителем в объеме, допускающем проведение монтажа и пусконаладочных работ без привлечения персонала предприятия-изготовителя с сохранением гарантийных обязательств.

Монтаж, обучение эксплуатирующего персонала, пусконаладочные работы и оказание услуг по шефмонтажу осуществляются по дополнительным договорам с Заказчиком.

2.1.5. Требования к сроку и условиям гарантийного и послегарантийного обслуживания.

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

Гарантийный срок АГРС – не менее 24 месяцев с момента поставки грузополучателю. Гарантийный срок эксплуатации не менее 18 месяцев с момента ввода АГРС в эксплуатацию.

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.

Моментом ввода АГРС в эксплуатацию для начала исчисления гарантийного срока эксплуатации считать дату оформления «Акта приемочной комиссии о вводе АГРС в эксплуатацию».

Действие гарантийных обязательств изготовителя АГРС прекращается в любом из следующих случаев:

- истечение гарантийного срока с момента поставки АГРС заказчику;
- истечение гарантийного срока момента ввода АГРС в эксплуатацию;
- нарушение эксплуатирующей организацией требований эксплуатационной документации на АГРС.

Поставщик предоставляет комплект запасных частей для обеспечения гарантийного срока эксплуатации.

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 должен предложить эксплуатирующей организации альтернативное решение по их замене.

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

2.1.6. Требования к документации.

Техническая документация на поставляемое оборудование, необходимое для монтажа, эксплуатации, обслуживания и ремонта АГРС в соответствии с требованиями ВРД 39-1.10-069-202, Временных технических требований к газораспределительным станциям (ГРС) Р ГАЗПРОМ, утвержденных Членом Правления, начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» Б.В. Будзуляком 21 апреля 2008г. и СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» должны быть выполнены на русском языке, на бумажных и электронных носителях. В комплект документации должны включаться:

- документация, выполненная на русском языке на бумажных и электронных носителях, необходимая для монтажа, эксплуатации, обслуживания и ремонта средств измерения (СИ);
- копии действующих свидетельств об утверждении типа СИ; копии сертификатов соответствия РФ и Таможенного союза; паспорта применяемых СИ;
- техническое описание и/или инструкцию по эксплуатации СИ; действующие свидетельства о поверке СИ;
- свидетельства о метрологической аттестации программного обеспечения (метрологической значимой части) СИ количества природного газа; акты измерений внутреннего диаметра измерительного трубопровода;
- расчёты относительной расширенной неопределенности результата измерения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

Поставщик предоставляет Заказчику после подписания договора на поставку оборудования ведомость поставки, график поставки (в случаях поставки оборудования отдельными блоками), условия хранения, установочные размеры и инструкцию по монтажу и пусконаладочным работам, не позднее 1 мес. со дня заключения договора поставки.

Поставщик не позднее 30 дней с даты подписания договора поставки основного технологического оборудования должен предоставить исходные данные для выполнения проекта привязки в соответствии с Перечнем, утвержденным 31.03.2008 членом Правления, начальником Департамента инвестиций и строительства ОАО «Газпром» Я.Я. Голко.

Поставщик предоставляет Заказчику документацию «Программа и методика испытаний» на локальные системы автоматики, входящие в состав блоков и узлов АГРС.

Должны быть разработаны и переданы генпроектировщику для включения в проект:

- габаритные и монтажные чертежи, задания на фундаменты, паспорта и инструкции по эксплуатации на поставляемое оборудование;
- ведомость работ по внутриблочному и межблочному монтажу необходимых для выполнения на объекте;
- схемы и чертежи внутриблочного и межблочного монтажа кабельных и импульсных проводов, средств автоматизации и защиты АГРС необходимые для выполнения на объекте;
- схемы электрических подключений блок-боксов и планы размещения оборудования охранной сигнализации.

3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И УСЛОВИЯ.

3.1. Общие требования

3.1.1. Разработку и изготовление ГРС выполнять на основании требований СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. Часть 9. Газораспределительные станции», СНиП 2.05.06-85* (СП 36.13330.2012) «Магистральные газопроводы», ВРД 39-1.10-069-2002 «Положение по технической эксплуатации ГРС магистральных газопроводов», «Основных положениями по автоматизации газораспределительных станций», СТО Газпром 5.37-2011 «Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода газа и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром», ТУ 3689-002-55402257-2009, других нормативов ПАО «Газпром».

3.1.2. Предусмотреть в комплекте поставки АГРС на входном и выходном трубопроводе, а также на выходе на дом оператора муфты изолирующие монолитные (вставки электроизолирующие ТУ 3467-006-93719333-2009) поставщик ЗАО «Трубопроводные системы и технологии» в комплекте с электроискрогрозрядником.

3.1.3. Подбор технологического оборудования ГРС, до входного крана включительно, предусмотреть на рабочее давление подводящего газопровода-отвода.

3.1.4. Предусмотреть штуцера для подключения азотных установок для продувки трубопроводов ГРС азотом при ремонтных работах.

3.1.5. Блок-боксы ГРС изготовить из панелей, послойной сборки, типа сэндвич.

3.1.6. Срок безопасной службы ГРС не менее 30 лет или 262 800 часов с учетом замены отдельных комплектующих, имеющих меньший срок службы.

3.1.7. Класс герметичности запорной арматуры должен соответствовать классу «А» по ГОСТ Р 54808-2011.

3.1.8. Для обеспечения технологических параметров и безопасности обслуживающего персонала предусмотреть тепловую изоляцию требуемого оборудования и трубопроводов.

3.1.9. Предусмотреть цветовые решения при покраске надземных металлоконструкций, технологического оборудования и строительных сооружений согласно корпоративного стиля ПАО «Газпром».

3.2 Требования к конструктивному исполнению

3.2.1 Металлоконструкции переходных площадок, площадок обслуживания, ограждений (к площадкам и лестницам), лестниц, стремянок, предусмотреть заводского изготовления (съёмные, на болтовых соединениях) из оцинкованного металла с разработкой чертежей на стадии КМД, согласно требований ГОСТ 23120-78, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101), в т.ч. предусматривающих возможность их сборки без помощи сварки.

Постоянные ограждения или элементы ограждений (площадок обслуживания, переходных площадок, лестниц, стремянок), устанавливаемых на границах опасных зон, участков, территорий и других мест, в которых возможно падение с высоты, должны иметь желтый цвет, согласно п.5.1.4 (п.п. «е») ГОСТ Р 12.4.026-2001.

На лестницах (ступенях) и площадках, при высоте 0,45 м и более, предусмотреть ограждения высотой не менее 1,2 м с перилами, согласно д.4.3.4 СП 1.13130.2009 (в ред. Изменения № 1).

3.2.2. Для проведения контрольных замеров или технического обслуживания (ремонта) оборудования, расположенного по кровле, должны быть предусмотрены ходовые мостики и выход на кровлю.

Ходовые мостики следует предусматривать также между лестницами, выходящими на кровлю, и выходами на кровлю, и лестницами, которые расположены на перепадах высот кровли.

Предусмотреть ограждения на кровле при проектировании ходовых мостиков в вышеуказанных в данном пункте случаях, а также согласно п.5.33 СП 56.13330.2011, ГОСТ 25772, СНиП 31-06-2009».

3.2.3 Предусмотреть конструкции лестниц, площадок и защитных козырьков (над входными дверьми, ЗРА, трубопроводами, оборудованием и т.п.), расположенных снаружи укрытия (здания или сооружения), исключая попадание снега или льда на обслуживающий персонал (на площадки, лестницы и места подхода к лестницам, на ЗРА, на трубопроводы, на оборудование и т.п.), образование наледи (перед входными дверьми, на ЗРА, на трубопроводах, на оборудовании и т.п.) с учетом уклона крыши и траектории падения снега с крыши.

Лестницы следует располагать перпендикулярно относительно оси наружной стены (ограждающего элемента) здания или сооружения, а конструкцию защитных козырьков следует выполнять с уклоном от центра проема (дверей, ворот) в стороны».

3.2.4. «Выполнить скатную самоочищающуюся кровлю с уклоном не менее 25 % (1:4)».

3.2.5. Проектируемое оборудование (стационарное или передвижное) должно иметь стационарные средства доступа (рабочие площадки, площадки обслуживания, лестницы), проходы в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 14122-2-2010 «Безопасность машин. Постоянные средства доступа к машинам» (часть 1, часть 2, часть 3, часть 4).

Площадки для работы должны быть расположены таким образом, чтобы позволить человеку работать в положении, отвечающем требованиям эргономики (высота рабочей поверхности над уровнем площадки для работы должна быть в диапазоне 500-1700 мм). Ширина проходов и площадок должна быть не менее 800 мм.

3.2.6. Ручные органы управления запорной и предохранительной арматурой технологического оборудования, должны располагаться согласно п.6.2 и п.9.14 ГОСТ Р 53672-2009, п.7.3.5 СТО 2-2.3-385-2009. При нарушении требований п.9.14 ГОСТ Р 53672-2009 и п.7.3.5 СТО 2-2.3-385-2009 необходимо предусматривать стационарные площадки обслуживания, с маршевыми лестницами или ступенями (наклонного типа).

3.2.7. Покрытие полов в производственных и вспомогательных зданиях (сооружениях) и помещениях, выполнить из нескользящих материалов, обладающих антистатическими свойствами. Покрытие полов в помещениях категорий А и Б, в помещениях содержащих взрывоопасные зоны, а также в помещениях, где возможен разлив ЛВЖ и ГЖ, следует выполнять из негорючих и искробезопасных материалов.

3.2.8. При проектировании взрывоопасных помещений, помещений категорий «А» и «Б» необходимо предусматривать наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции в соответствии с требованиями СП 56.13330.2011.

В качестве легкобрасываемых конструкций возможно применение оконных блоков со стеклопакетами специального исполнения с учетом условий, устанавливаемых заводами-изготовителями. Конструкция оконных блоков со стеклопакетами должна позволять освобождать проемы от стеклопакетов при возможном взрыве, согласно п. 3.11, п. п. 4.16, п. 6.2.5 СП 4.13130.2013.

Фрамуги окон должны открываться наружу.

3.3 Требования охраны труда

3.3.1 Предусмотреть применение оборудования, материалов и технических устройств, имеющих обязательное подтверждение соответствия в форме декларирования или обязательной сертификации в соответствии с Техническим регламентом Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 N 823 (ред. от 04.12.2012 г.).

3.3.2 Оборудование должно обеспечивать здоровые и безопасные условия труда работников, и удовлетворять требованиям ГОСТ 12.0.003-74, ГОСТ 12.1.004-91, ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.010-76, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.3.002-75, ГОСТ Р 12.0.006-2002, а также Р 2.2.2006-05, СН 2.2.4/2.1.8.562, СНиП 2.09.04- 87* и СП 44.13330.2011 (п. 14.1 СТО Газпром 2-3.5-051-2006), СП 2.2.1.1312-03, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Количество, тип, местонахождение необходимых индивидуальных и коллективных средств защиты обслуживающего персонала должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.3.002-75, ГОСТ 12.0.003-74, ГОСТ 12.1.001-89, ГОСТ 12.1.002-84, ГОСТ 12.1.006-84., Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда», строительных норм и правил СНиП 23-03,

СНиП 2.09.03, санитарных норм и правил СН 2.2. 4/2.1.8.562 (согласно СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов», п. 14.1)».

3.3.3. Защитные ограждения оборудования должны быть установлены в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное».

3.3.4. Нанести сигнальную окраску и разметку, разместить знаки (безопасности, опознавательные, информационные, предупреждающие и т.п.), согласно №123-ФЗ, п.4,5 и п.4.6 ГОСТ Р 12.4.026-2001, п.14.1.1 СТО Газпром 2-3.5-051-2006, п.2.1.1 и п. 2.10 ГОСТ 12.3.002, п.5.5 СТО Газпром 2-3,5-454- 2010, п.1.1 и п.4.9 СП 56.13330.2011.

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 проектной организацией и 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, ВРД 39-1.10-069-2003, СО 153-34.03.603-2003, ПУЭ, ПТЭЭП (в т.ч. п. 2.2.20), ПОТ РМ-016-2001 (в т.ч. п. 4.12.2), и другой действующей НТД.

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

- изображение фирменного блока ООО «Газпром трансгаз Ухта», (логотип) в кириллице;
- наименование подразделения или службы (являющегося ответственным за данное помещение);
- наименование помещения;
- категорию по взрывопожарной и пожарной опасности (согласно СП 12.13130.2009);
- класс зоны (взрывоопасной или пожароопасной, согласно ПУЭ 7-е издание);

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

4. ТРЕБОВАНИЯ К УЗЛАМ И СИСТЕМАМ ГРС.

На АГРС должно быть применено оборудование, прошедшее испытания и включенное в Реестр оборудования, технические условия которого соответствуют техническим требованиям ПАО «Газпром».

В состав АГРС должны входить:

- узел переключения;
- узел очистки;
- узел подогрева газа;
- блок подготовки теплоносителя;
- блок редуцирования;
- блок учета расхода газа;
- блок поточного анализа;
- блок КИПиА (операторная);
- система автоматического управления ГРС;
- емкость сбора, хранения и выдачи конденсата;
- одоризатор и контейнеры хранения одоранта (поставляется отдельно);
- емкость теплоносителя;
- аккумулятор импульса газа;
- блок подготовки импульсного газа;
- узел подготовки газа на дом оператора;
- мастерская.

4.1. Узел переключения.

4.1.1. Узел переключения должен обеспечивать отключение АГРС от газопровода-отвода и выходных газопроводов, изменение направления потока газа высокого давления на обводную линию, а также защиту потребителя от превышения давления в линиях подачи газа.

4.1.2. Узел переключения должен включать в себя:

- трубопроводную арматуру с дистанционно управляемым приводом на газопроводах входа и выхода, продувочных свечах от входного и выходного газопроводов;
- не менее двух предохранительных клапанов с переключающими устройствами;
- изолирующие диэлектрические устройства на входном и выходном газопроводах;
- обводную линию, состоящую из двух отключающих кранов с ручным приводом, УИРГ с одним измерительным трубопроводом с ультразвуковым счетчиком и задвижки клиновой с ручным управлением (в качестве регулирующей арматуры);
- трубопроводы аварийного сброса газа из технологических трубопроводов с высокой стороны после входного крана и до регулятора давления на свечу с дистанционно управляемой запорной арматурой;
- предусмотреть вывод трубопроводов сброса газа на свечи за пределы блока.

4.1.3. Предусмотреть разделение трубопроводов для сброса газа из технологических установок и предохранительных клапанов с различными давлениями.

4.1.4. Предусмотреть схему установки предохранительных клапанов позволяющую их опробование и регулировку без снятия.

4.1.5. Рассчитать пропускную способность предохранительных клапанов из условия не менее 10 % от максимальной производительности выходного газопровода ГРС.

4.1.6. На входных и выходных газопроводах АГРС предусмотреть изолирующие вставки и изоляционные покрытие, разрешенные к применению на объектах ПАО «Газпром».

4.2. Узел очистки газа.

4.2.1. Узел очистки газа должен обеспечивать удаление механических примесей и жидкостей из газа.

4.2.2. Качество природного газа должно соответствовать требованиям ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные для промышленного и коммунального-бытового назначения» и обеспечить стабильную работу оборудования АГРС.

4.2.3. Узел очистки должен быть оснащен устройствами сбора продуктов очистки в емкости, оборудованные дистанционными сигнализаторами верхнего уровня жидкости.

4.2.4. Количество аппаратов очистки газа (пылеуловители, фильтры, сепараторы и др.) определить проектом, но не менее двух, один из которых резервный.

4.2.5. В качестве отключающей арматуры предусмотреть краны с ручным приводом до и после каждого фильтра-сепаратора.

4.2.6. На каждой линии очистки предусмотреть замер давления, штуцеры для сбора газа на свечу и для подачи азота.

4.2.7. На линии сбора конденсата предусмотреть дросселирующее устройство и контроль давления после него.

4.2.8. Предусмотреть устройства автоматического удаления жидкости в сборную емкость и систему контроля утечек продуктов очистки газа.

4.2.9. Предусмотреть вывод аварийного сигнала повышения максимально допустимого уровня конденсата в фильтрах-сепараторах.

4.2.10. Обеспечить контроль и дистанционную сигнализацию перепада давлений на каждом фильтре-сепараторе.

4.2.11. Применить подземную емкость сбора конденсата на рабочее давление подводящего газопровода-отвода объемом 5 м^3 на давление входного газопровода – 5.4 МПа (изб).

4.2.12. Предусмотреть вывод аварийного сигнала при повышении максимального допустимого уровня в емкости сбора конденсата.

4.3. Узел предотвращения гидратообразования.

4.3.1. Узел предотвращения гидратообразования должен обеспечивать исключение образования кристаллогидратов во внутренних полостях технологического оборудования и заданное значение температуры газа на выходе.

4.3.2. Применить подогреватели с промежуточным теплоносителем, установленные перед узлом редуцирования. Предусмотреть автоматическое регулирование температуры на выходе из подогревателей газа.

4.3.3. В качестве подогревателей газа предусмотреть газоводяные кожухотрубчатые теплообменники. Подогреватель газа должен быть вертикальный. Движение газа в подогревателе должно быть осуществлено по U-образным трубкам, закрепленным в трубной решетке. Движение теплоносителя предусмотреть в межтрубном пространстве кожуха подогревателя.

4.3.4. В качестве теплоносителя использовать незамерзающую жидкость.

4.3.5. Предусмотреть предохранительные клапаны-отсекатели на линиях подачи и отвода теплоносителя в подогреватель газа для защиты от прорыва газа в контур теплоносителя.

4.3.6. Подогрев теплоносителя организовать в блоке подготовки теплоносителя с помощью водогрейных котлов (не менее двух) с КПД не менее 90 %. Предусмотреть 100% резервирование котлов на полную загрузку.

4.3.7. При проектировании блока подготовки теплоносителя в зависимости от условий работы станции (давления, расхода и температуры газа) предусмотреть как совместную, так и раздельную работу котлов.

4.3.8. Топливный газ для котлов должен подаваться из выходного газопровода после узла одоризации газа.

4.3.9. Предусмотреть оборудование для заполнения системы теплоснабжения.

4.3.10. Предусмотреть вывод трубопровода из помещения котельной для слива в емкость теплоносителя.

4.3.11. Циркуляция теплоносителя в контуре теплоснабжения должна быть принудительной с помощью двух электронасосов (рабочий и резервный).

4.3.12. В контуре системы теплоснабжения предусмотреть установку расширительного бака.

4.3.13. Для предотвращения повышения давления в контуре циркуляции выше допустимого, на выходе из котлов, должны быть установлены предохранительные сбросные клапаны, сбрасывающие теплоноситель в бак.

4.3.14. Для предотвращения переполнения бака должен быть установлен переливной патрубок, подключенный к сливному трубопроводу для слива.

4.3.15. На входе газовой линии должны быть установлены термозапорный и электромагнитный отсечной клапаны.

4.3.16. В блоке подготовки теплоносителя предусмотреть учет расхода газа на котлы.

4.3.17. Необходимо предусмотреть основные функции системы автоматики:

- розжиг, регулирование нагрева и контроль наличия пламени;
- автоматическое выключение подогревателя с индикацией причин;
- предусмотреть автоматическое регулирование температуры теплоносителя по температуре газа после подогревателя;
- измерение давления, перепада давления и температуры технологического газа на входе и выходе из подогревателя;
- измерение температуры теплоносителя;
- автоматическое отключение подогревателя при перегреве теплоносителя.

4.3.18. Для проведения режимной наладки подогревателей газа предусмотреть в системе подогрева газа точки отбора проб для инструментальных замеров параметров отходящих газов, обеспечить простой и безопасный доступ к ним.

4.3.19. Предусмотреть емкость, необходимую для слива промежуточного теплоносителя с учетом всего объема теплоносителя, циркулирующего в системе.

4.4. Блок редуцирования газа.

4.4.1. Блок редуцирования должен осуществлять снижение и автоматическое поддержание заданного давления, подаваемого потребителю, обеспечивать стабильную работу во всем диапазоне входного и выходного давления.

4.4.2. В блок редуцирования ГРС количество редуцирующих линий принять в соответствии с заданным расходом газа. Допускается применять три и более линий редуцирования равной производительности (не менее одной резервной), оснащенными однотипной запорно-регулирующей арматурой.

4.4.3. Схема выполнения линий редуцирования должна соответствовать СТО Газпром 23.5-051-2006. На каждой линии редуцирования установить по ходу газа: кран с пневмогидроприводом, два последовательно установленных регулятора давления: первый – контрольный, второй – рабочий, кран с ручным приводом.

4.4.4. Для обеспечения стабильной работы АГРС с необходимыми параметрами в периоды эксплуатации при расходах газа менее 5 % проектной производительности АГРС, предусмотреть линию редуцирования «малых расходов».

4.4.5. Линии редуцирования газа оборудовать трубопроводами сброса газа и запорной арматурой для подключения азотной установки.

4.4.6. Линии редуцирования оборудовать автоматической защитой от отклонения рабочих параметров за допустимые пределы и автоматическим включением резерва по сигналу САУ.

4.4.7. Предусмотреть шумоизоляцию трубопроводов, согласно требованиям санитарных норм.

4.4.8. Блок редуцирования расположить в отапливаемом блок-контейнере. Отопление предусмотреть за счет циркуляции теплоносителя по двухтрубной системе отопления. Подогрев теплоносителя осуществить в блоке подготовки теплоносителя.

4.5. Узел измерения расхода газа и блок поточного анализа.

4.5.1. Узлы измерения расхода газа ГРС предназначены для измерения количества (объема) газа, передаваемого потребителю, а также потребляемого на собственные нужды ГРС.

4.5.2. Метрологическое обеспечение узлов измерений расхода газа (УИРГ) ГРС должно отвечать требованиям СТО Газпром 5.0-2008 «Метрологическое обеспечение в ОАО «Газпром».

4.5.3. Номенклатура измеряемых параметров и точность измерений должна соответствовать СТО Газпром 5.37-2011 «Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода газа и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром» и

«Оптимизированному перечню типовых функций узлов измерений расхода газа ГРС» с возможностью передачи данных в АУ ГРС.

4.5.4. Узел измерения расхода газа должен обеспечивать измерение расхода во всем диапазоне работы ГРС.

4.5.5. В состав УИРГ должны входить технологическое оборудование, измерительная система и вспомогательное оборудование.

4.5.6. В состав технологического оборудования УИРГ должны входить:

- измерительные трубопроводы (с прямыми участками перед преобразователем расхода и за ним) с отключающими пневмоприводными кранами на каждой линии;
- коллектор измерительных трубопроводов (при необходимости);
- штуцеры с ручными кранами для продувки каждой измерительной линии;
- штуцеры с ручными кранами для подвода азота;
- технологические катушки для проведения гидроиспытаний, пусконаладочных работ и на время поверки расходомеров.

4.5.7. В состав измерительной системы коммерческого УИРГ должны входить:

- ультразвуковые преобразователи расхода газа;
- измерительные комплексы (вычислители), основные и дублирующие;
- средства измерений (далее - СИ) давления и температуры газа; основные и дублирующие;
- потоковый хроматограф (определяющий полный компонентный состав);
- анализатор температуры точки росы по влаге;
- блок обработки информации (БОИ).

Предел допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям для коммерческого УИРГ должен составлять не более $\pm 0,8\%$.

4.5.8. Для измерения количества газа, потребляемого на собственные нужды АГРС, предусмотреть узлы измерений полной заводской готовности.

В состав измерительной системы УИРГ на собственные нужды должны входить:

- ротационные расходомеры;
- СИ температуры, давления и перепада давления газа;
- корректоры.

Предел допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям для УИРГ на собственные нужды должен составлять не более $\pm 5,0\%$.

4.5.9. В качестве вычислителя расхода газа применять измерительные комплексы, с комплектом датчиков температуры и абсолютного давления, использовать измерительные комплексы «СуперФлоу-21В» или СПГ-761.

Измерительная система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- измерение объемного расхода в рабочих условиях;
- измерение давления, перепада давления и температуры газа;
- автоматическое определение объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям, по каждому ИТ и по узлу измерений в целом;
- автоматический сбор и обработка сигналов, поступающих от измерительных преобразователей;
- регистрация и отображение измерительной информации по месту «по запросу»;
- автоматический контроль значений измеряемых величин, передача в САУ аварийной и предупредительной сигнализации при их выходе за допускаемые пределы;
- формирование усредненных значений измеренных величин;
- формирование архива данных и журнала аварийных сообщений и вмешательств;
- дистанционный ввод условно-постоянных величин (плотности газа при

стандартных условиях, атмосферного давления, компонентного состава газа) в измерительные комплексы (корректоры) расхода газа с САУ АГРС и ДП ЛПУМГ;

- передача отчетов о расходе и количестве газа и показателей качества газа на вышестоящий верхний уровень и при необходимости потребителю газа.

4.5.10. В составе вспомогательного оборудования УИРГ должны входить:

- блок-бокс для размещения потокового хроматографа и анализатора точки росы по воде;

- система отбора проб газа в контейнер;
- рабочие эталоны;
- сервисное оборудование.

4.5.11. Предусмотреть реализацию трубной обвязки датчикового оборудования узла измерений, приборов физико-химических параметров газа из нержавеющей стали.

4.5.12. Разработка и изготовление УИРГ должна быть выполнена в соответствии:

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

- «Оптимизированному перечню типовых функций узлов измерений расхода газа ГРС»;

- «Перечню типовых функций, выполняемых САУ ГРС по технологическим узлам и системам»;

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

- ГОСТ Р 8.740-2011 «МВИ с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков».

4.5.13. Монтаж оборудования должен обеспечивать свободный доступ к средствам измерений и к их запорным и настроечным устройствам (кранам, вентилям, переключателям, рукояткам настройки и т.п.) при их обслуживании, ремонте, проверке и калибровке.

4.5.14. В процессе монтажных работ:

- на УИРГ на собственные нужды должен быть выполнен контроль параметров ИТ с участием эксплуатирующей организации;

- на коммерческом УИРГ должен быть выполнен контроль параметров ИТ с участием эксплуатирующей организации и стороны принимающий газ, которое невозможно оценить после завершения монтажа, с составлением акта проверки элементов ИТ и ИП на соответствие требованиям нормативных документов.

4.5.15. Вычислители расхода (корректоры) должны быть установлены в помещении с автоматическим поддержанием температуры $20 \pm 5^\circ\text{C}$ и регистрацией температурного режима.

4.5.16. Применяемые СИ должны иметь свидетельство об утверждении типа СИ, обеспечивать метрологические требования к измерениям, соответствовать требованиям к условиям эксплуатации.

4.5.17. В поставке оборудования должно быть предусмотрено применение СИ с единицами величин, наименование и обозначение которых соответствует требованиям Правил по метрологии ПР 50.2.102-2009 «ГСОЕИ. Положение о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации».

4.5.18 Система для отбора проб в контейнер должна соответствовать требованиям ГОСТ 31370-2008 (ИСО 10715:2008) «Газ природный. Руководство по отбору проб».

4.5.19. Теплоизоляцию измерительных трубопроводов в составе узлов измерений расхода газа должна быть выполнена в соответствии с требованиями СТО Газпром 5.33-2010.

4.5.20. В спецификации оборудования предусмотреть поставку запасных уплотнительных колец для ультразвуковых преобразователей расхода газа.

4.5.21. Предусмотреть согласование с ООО «Газпром трансгаз Ухта»:

- спецификации СИ входящих в состав УИРГ, с указанием точностных характеристик;

- расчет и подбор преобразователей расхода на всех УИРГ;
- расчет диаметров и количества ИТ.

4.5.22. 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 СИ. Комплект технической документации на поставляемое оборудование должен включать:

- копии действующих свидетельств об утверждении типа СИ; копии сертификатов соответствия РФ и Таможенного союза; паспорта применяемых СИ;
- техническое описание и/или инструкцию по эксплуатации СИ;

действующие свидетельства о поверке СИ;

- свидетельства о метрологической аттестации программного обеспечения (метрологической значимой части) СИ количества природного газа;

- акты измерений внутреннего диаметра ИТ;

- расчёты относительной расширенной неопределенности результата измерения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

4.5.23. Все средства измерений в составе узлов измерений ГРС должны быть внесены в Государственный реестр РФ «Перечень средств измерений расхода, количества и показателей качества природного газа и жидких углеводородов, рекомендованных к применению на объектах ПАО «Газпром».

4.6. Узел одоризации газа.

4.6.1. Оборудование для одоризации газа не входит в поставку АГРС и устанавливается отдельно по проекту Генпроектировщика.

4.7. Узел подготовки газа на собственные нужды.

4.7.1. Отбор газа на узел подготовки газа на собственные нужды производится после узла одоризации.

4.7.2. Предусмотреть редуцирование газа на собственные нужды до рабочего давления, указанного в паспорте отопительных агрегатов.

4.7.3. Газ, используемый на собственные и технологические нужды, подлежит приборному учету с автоматической коррекцией по температуре и давлению.

4.7.4. Предусмотреть отбор газа на дом оператора (расход $0,2 \div 12 \text{ м}^3/\text{час}$) с редуцированием газа до 0,002 МПа, двумя нитками (1раб+1рез).

4.8. Узел подготовки импульсного газа.

4.8.1. Предусмотреть отбор газа для узла подготовки импульсного газа произвести с высокой стороны перед отключающим краном и после узла очистки газа.

4.8.2. Предусмотреть дополнительно осушку и очистку импульсного газа.

4.8.3. Предусмотреть подключение трубопроводов для подачи импульсного газа к кранам с пневмогидроприводом.

4.9. Система автоматического управления ГРС.

4.9.1. САУ ГРС должна соответствовать требованиям нормативных документов «Основные положения по автоматизации газораспределительных станций», утвержденные 12.12.2001г. и «Временные технические требования к газораспределительным станциям (ГРС) Р ГАЗПРОМ», утвержденные 21.04.2008г.

4.9.2. САУ ГРС должна обеспечить:

- реализацию функций контроля и управления отдельными блоками и узлами и ГРС в целом, как при работе в нормальном режиме, так и во внештатных ситуациях;

- защиту потребителя от повышения или снабжения давления газа на выходе ГРС;
- передачу информации о работе ГРС на локальный пульт контроля и управления, в дом оператора на удаленный пульт оператора и в ДП ЛПУ на систему SCADA;
- 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 при нештатных ситуациях, за счет диагностики технических средств.

4.9.3. Перечень функций, выполняемых САУ ГРС, должен соответствовать «Перечню типовых ФУНКЦИЙ, выполняемых САУ ГРС по технологическим узлам и системам», утвержденному первым заместителем начальника Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» С.В. Алимовым.

Программно-технические средства КП САУ ГРС обеспечивают прием сигналов и выдачу команд:

По крановой площадке охранного крана:

- измерение давления перед охранным краном датчиком избыточного давления;
- измерение давления в аккумуляторе газа на площадке охранного крана датчиком избыточного давления;
- сигнализация положения кранов на площадке охранного крана;
- автоматическое управление кранами на площадке охранного крана.

По узлу переключений:

- измерение давления газа на входе и выходе датчиками избыточного давления;
- измерение температуры газа на входе и выходе датчиками температуры;
- сравнение измеряемых значений с заданными технологическими и аварийными границами, формирование и выдача предупредительной и аварийной сигнализации;
- сигнализация положения, автоматическое по алгоритмам и дистанционное управление кранами (охранный кран, кран на входе, кран на выходе и кран на свече аварийного сброса газа);
- учет газа при работе по обводной линии;
- автоматическое отключение ГРС при авариях.

По узлу очистки газа:

- измерение перепада давления газа на фильтрах-сепараторах датчиком разности давлений;
- контроль и сигнализация нижнего и верхнего предельного уровней в отстойниках фильтрах-сепараторов;
- дистанционное и автоматическое управление краном на линии сброса жидкости в зависимости от ее уровня в рабочем фильтре-сепараторе;
- предупредительная сигнализация максимального уровня жидкости в емкости сбора конденсата.

По узлу учета расхода газа:

- коммерческий учет расхода газа потребителю с применением измерительного комплекса «СуперФлоу-21В» в комплекте с датчиками давления и температуры;
- двухсторонний обмен с измерительными комплексами по каналу RS-485;
- предусмотреть вывод информации о техническом состоянии электроакустических преобразователей ультразвукового расходомера в САУ АГРС и ДП ЛПУМГ.

По блоку поточного анализа:

- контроль точки росы;
- контроль состава газа;
- измерение температуры воздуха в помещении БТА.

По узлу подогрева газа:

- измерение давления и температуры газа на выходе блока подогрева;
- автоматическое и дистанционное управление кранами;
- сигнализация положения кранов на входе и выходе блока подогрева, крана на линии подачи газа в обход подогревателя;
- сигнализация о работе подогревателя от системы управления подогревателя;
- предусмотреть выдачу сигнализации аварии подогревателя на САУ ГРС с расшифровкой

аварии;

- сигнализацию о повышении давления в кожухе теплообменника (при прорыве трубчатого пучка);
- автоматическую регулировку температуры на выходе из подогревателей газа.
- обеспечить возможность задания уставок от системы верхнего уровня (КП САУ ГРС) в контроллер блока управления подогревателями для поддержания в заданном диапазоне параметров «Температура газа на выходе АГРС (после регулирования)», «Температура газа после подогревателя». Параметры приведены в порядке приоритета, т.е. в случае неисправности термопреобразователя сопротивления «Температура газа на выходе АГРС (после редуцирования)» регулирование осуществлять по параметру «Температура газа после подогревателя».

По блоку редуцирования газа:

- контроль положения кранов на линиях редуцирования;
- автоматическое и дистанционное управление кранами перед каждой ниткой редуцирования;
- сигнализация давления газа на линиях редуцирования между последовательно установленными регулирующими устройствами;
- предусмотреть датчики давления на выходах редуцирующих линий;
- автоматическое регулирование давления газа, подаваемого потребителям;
- сигнализацию об изменениях и нарушениях режимов работы.

По блоку подготовки теплоносителя:

- поставку котлов предусмотреть в комплекте с контроллером управления;
- измерение температуры теплоносителя на входе и выходе котла подогрева;
- измерение температуры воздуха в БПТ;
- измерение давления теплоносителя датчиком избыточного давления;
- контроль отклонения давления газа на котлы от заданного значения датчиком-реле давления;
- непрерывный контроль работы котлов;
- дистанционное управление клапанами-отсекателем подачи газа на котлы;
- автоматическое закрытие клапана на трубопроводе подачи газа на котлы при превышении давления;
- хозрасчетный узел замера газа на собственные нужды. Для замера расхода газа использовать комплекс для измерения количества газа СГ-ЭКВз-Р-0.2-160/1,6 на базе ротационного счетчика RVG G100 DN-80 производства «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»;
- в составе измерительных комплексов использовать электронный корректор типа ЕК270 со встроенным датчиком давления, датчиком температуры и датчиком перепада давления производства «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»;
- обеспечить вывод на САУ ГРС мгновенных, суточных параметров объема, давления и температуры потребляемого газа;
- прием данных от вычислителей расхода, передачу в вычислители условно постоянных коэффициентов по интерфейсу RS-485. Перечень данных согласовать при проектировании с ООО «Газпром трансгаз Ухта»;
- регулирование режимов горения по температуре газа на выходе ГРС;
- прием информации и функции управления котлами от контроллеров управления котлами по интерфейсу RS-485.

По узлу подготовки импульсного газа:

- сигнализация давления в аккумуляторе импульсного газа.

По блоку одоризации автоматическому:

- передачу данных о расходе газа к автоматической одоризационной установке по каналу RS-485;
- обмен данными с блоком управления одоризатора по каналу RS-485.

По блоку КИПиА (операторная):

- измерение температуры воздуха в помещении операторной;
- измерение барометрического давления;

- измерение напряжения основного и аварийного питания;
- сигнализация перехода с основного электропитания на аварийное;
- сигнализация аварии на ГРС (обобщенный сигнал).

По емкости сбора конденсата:

- замер уровня жидкости;
- сигнализация верхнего уровня жидкости.

По емкости хранения одоранта:

- замер уровня жидкости;
- сигнализация верхнего и нижнего уровней жидкости.

По контролю загазованности помещений:

- непрерывный контроль уровня концентрации горючих газов и световая сигнализация загазованности помещений ГРС категорий А и Г;
- применить оптические датчики обнаружения загазованности, тип согласовать с профильными отделами ООО «Газпром трансгаз Ухта»;
- автоматическое включение вытяжной вентиляции;
- закрытие электромагнитных клапанов на трубопроводе подачи газа на отопительные агрегаты при загазованности в блоке подготовки теплоносителя;
- светозвуковая сигнализация о загазованности помещений и неисправности прибора сигнализации загазованности.

По охранной и пожарной сигнализации:

- своевременное обнаружение очага возгорания;
- сигнализация о нарушениях блокировки дверей, пожара в помещениях, неисправности прибора охранно-пожарной сигнализации, несанкционированное проникновение в помещение;
- формирование команд на включение оповещения и управления эвакуацией людей при срабатывании пожарных извещателей;
- блокировку вытяжных вентиляторов при пожаре;
- предусмотреть формирование сигнала пожарной сигнализации и контроля загазованности для передачи на ДП Переславского ЛПУ;
- закрытие электромагнитного клапана на трубопроводе подачи газа на отопительные агрегаты при пожаре в блоке подготовки теплоносителя.

По освещению ГРС:

Сигнализация:

- система оснащения помещений ГРС включена/отключена;

Управление:

- систему оснащения помещений ГРС включить/выключить.

По вентиляции ГРС:

Сигнализация:

- система вентиляции ГРС включена/отключена;

Управления:

- систему вентиляции ГРС включить/выключить.

По станции катодной защиты:

- измерение уровня защитного потенциала, тока и напряжения станции катодной защиты;
- регулирование тока и напряжения СКЗ.

По контролю микроклимата в отсеках АГРС:

- измерение температуры воздуха в помещениях категории А и операторной.

По блок-боксу БКЭС-ЭГ:

- КП САУ ГРС обеспечивает прием сигналов по RS485 от систем ЭХЗ, РУНН, ДГ, АУГПТ расположенных в БКЭС.

По площадке ГРС:

- измерение температуры грунта;
- измерение барометрического давления;
- измерение температуры наружного воздуха.

По дому оператора:

Сигналы, передаваемые на дом оператора по двухпроводной линии связи:

- авария ГРС;
- пожар в помещениях ГРС;
- минимальное давление газа на входе ГРС;
- максимальное давление газа на выходе ГРС;
- загазованность в блоке редуцирования газа;
- загазованность в блоке подготовки теплоносителя;
- загазованность в помещении отопительной;
- отсечной газовый клапан закрыт в блоке подготовки теплоносителя;
- отсечный газовый клапан закрыт в отопительной;
- низкая температура теплоносителя после котлов;
- вскрытие двери операторной;
- вскрытие двери отопительной;
- несанкционированное проникновение на площадку ГРС.

4.9.4. Полный перечень контролируемых параметров определить на стадии проектирования и согласовывать с Эксплуатирующей организацией.

4.9.5. Программно-технические средства должны обеспечить применение КП САУ ГРС в составе системы линейной телемеханики магистрального газопровода. В целях обеспечения безусловной интеграции с пунктом управления системы телемеханики и предотвращения избыточных технических решений применение в качестве САУ ГРС программно-технических средств системы телемеханики является предпочтительным.

4.9.6. САУ ГРС должна обеспечить передачу информации на пункт управления системы телемеханики по каналам технологической связи.

4.9.7. Объем информации, передаваемой с САУ ГРС на пункт управления системы телемеханики, согласовать с Эксплуатирующей организацией.

4.9.8. САУ ГРС должна обеспечить информационное взаимодействие с вычислителями расхода газа, счетчиками электрической энергии и локальными системами управления оборудованием технологических узлов ГРС по открытым (документированным производителями) интерфейсным протоколам с использованием портов, соответствующих стандартам RS-232/485.

Цифровые каналы связи:

- «СуперФлоу-21В» (основной расход 2 шт.);
- «СуперФлоу-21В» (расход газа на байпасе 1 шт.);
- ЕК270 (общий расход газа на собственные нужды);
- ЕК270 (расход газа на котлы 2 шт. в блоке подготовки теплоносителя);
- хроматограф PG90.50 (состав газа на узле замера газа 1 шт.);
- «КОНГ-Прима 10» (влажность газа на узле замера газа 1 шт.);
- Блок управления одоризатором БУО-02;
- Источник бесперебойного питания ИБП Monolith K 3000LT Online;
- Счетчики электроэнергии (2шт.);
- Станции СКЗ №1,2 (2шт.);
- АУГПТ (1шт.);
- КТП (РУНН) (1шт.);
- ЩСНЗ (ДГ) (1шт.).

4.9.9. В САУ ГРС предусмотреть средства аппаратного и программного самоконтроля, позволяющие диагностировать отказ с точностью до структурных блоков и сменных модулей в блоках. Информация об отказах с указанием конкретного блока и модуля должна автоматически отображаться на пункте управления системы телемеханики и архивироваться так же, как данные по авариям и неисправностям.

4.9.10. В составе САУ ГРС предусмотреть:

- запас по каналам ТИ, ТС, ТУ и ТР не менее 10 % от суммарного числа входов/выходов модулей ввода/вывода дискретных и аналоговых сигналов;
- свободное пространство в аппаратных шкафах не менее 15 % от суммарных габаритов модулей ввода/вывода дискретных и аналоговых сигналов, для размещения дополнительных

модулей ввода/вывода сигналов ТИ, ТС, ТУ, ТР;

- резерв интерфейсных каналов RS-232/485 не менее 2 штук;
- средства для защиты оборудования от разрядов атмосферного электричества.

4.9.11. САУ ГРС должна обеспечивать наращивание своих функциональных возможностей в период эксплуатации:

- изменением количества модулей ввода-вывода для подключения дополнительных датчиков, приборов и исполнительных механизмов;
- изменением состава и объема, информационной базы САУ ГРС;
- обновлением системного, общего и прикладного программного обеспечения (локально);
- изменением состава и количества технологических видеокадров.

4.9.12. САУ ГРС должна обеспечить сохранение архивов технологических параметров, событий, санкционированных и несанкционированных вмешательств в работу, прикладной программы в случае отказа устройств связи и при отключении электропитания. Объем сохраняемой информации согласовать с эксплуатирующей организацией.

4.9.13. 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 ПУ ТМ.

4.9.14. САУ ГРС не должна формировать команд управления при непреднамеренных замыканиях на землю цепей управления, а также при воздействии на цепи управления перенапряжений, вызванных молниевыми разрядами.

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

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

4.9.17. Для предотвращения несанкционированного доступа к программным средствам САУ ГРС должны быть использованы принципы разграничения доступа. Попытка выполнить несанкционированный доступ к программным средствам САУ ГРС должна автоматически блокироваться.

4.9.18. САУ ГРС разместить в помещении операторной ГРС.

4.9.19. В соответствии с «Техническими условиями на автоматизацию и телемеханизацию газопровода-отвода и ГРС по объекту «Замена сырья установок УПВ на природный газ. Перевод технологических печей с жидкого топлива на природный газ» для нужд Ярославского НПЗ ООО «Газпром трансгаз Ухта» в качестве КП САУ ГРС применить систему «Магистраль-2», которая включена в «Перечень систем автоматического управления ГРС, рекомендованных для применения в проектах создания, реконструкции и технического перевооружения объектов ПАО «Газпром».

4.9.20. В качестве конечных выключателей кранов применить УКП-03(04).

4.9.21. Предусмотреть средства измерения давления с единицей измерений в МПа.

4.9.22 В помещении блок-бокса КИПиА предусмотреть место под размещение шкафа с приемным оборудованием ТСО с размерами 2000x800x400 мм (ВхШхГ), вес - 120 кг.

4.10. Системы электроснабжения, электрооборудования, электроосвещения, молниезащиты и заземления.

4.10.1. Система электроснабжения ГРС предназначена для обеспечения электроэнергией электроприемников ГРС всех категорий надежности ПУЭ, включая системы коммерческого учета газа, оборудования систем автоматизации, телемеханики, освещения и установки катодной защиты.

4.10.2. Система электроснабжения должна быть блочно-комплектного исполнения полной заводской готовности, в состав которого входят источники питания, аппаратура и оборудование

управления, учета и распределения энергии.

4.10.3. Категории надежности электроснабжения электроприемников ГРС должны соответствовать СТО Газпром 2-6.2-149-2007 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ОАО «Газпром» и СТО Газпром 2-1.11-081-2006 «Технические требования к системам электроснабжения ГРС».

4.10.4. В системе электроснабжения ГРС предусмотреть вводно-распределительный шкаф. К этому шкафу Исполнитель обеспечит подвод электропитания напряжением 380/220 В, 50 Гц. Шкаф разместить в операторной ГРС.

Предельно допустимые отклонения: напряжение сети основного источника питания $\pm 10\%$, частоты $\pm 0,4$ Гц по ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

4.10.5. В технической документации на ГРС должны быть указаны установленная и максимальная потребляемая мощности, коэффициент мощности по вводам 380/220В, горизонтальная привязка и вертикальная отметка ввода питающего кабеля, точки подключения заземления.

4.10.6. Для потребителей 1-ой и особой группы 1-ой категории надежности электроснабжения (аварийная вентиляция, аварийное освещение, системы противопожарной защиты) предусмотреть источник бесперебойного питания соответствующей мощности и выходного напряжения.

4.10.7. Обеспечить системы безопасности и САУ газораспределительной станции системой аварийного электроснабжения в течение 72 часов.

4.10.8. Конструкторской документацией должен быть определен класс зоны помещения согласно Таблице 7.3.9 ПУЭ.

4.10.9. Выбор электрооборудования для работы во взрывоопасных зонах выполнить согласно п. 7.3.65 ПУЭ.

4.10.10. На ГРС предусмотреть рабочее и аварийное освещение в соответствии со СНиП 23-05-95* и ПУЭ. Во всех видах осветительных устройств применить энергосберегающие лампы.

4.10.11. Электрические светильники применять согласно п. 7.3.76 и 7.3.77 ПУЭ.

4.10.12. Электропроводку выполнить согласно п. 7.3.92-7.3.131 ПУЭ.

4.10.13. Заземление электроустановок ГРС и защитные меры электробезопасности должны соответствовать требованиям действующих ПУЭ и стандартам электробезопасности.

4.10.14. Заземление выполнить согласно п. 7.3.132-7.3.141 ПУЭ.

4.10.15. Система заземления – TN-S.

4.10.16. Выполнить схему управления наружным электроосвещением ГРС с возможностью выбора режима (ручной или автоматический).

4.10.17. Для оборудования САУ ГРС выполнить инструментальное заземление.

4.11. Системы связи

4.11.1. Предусмотреть место для размещения оборудования связи, обеспечить оборудование связи гарантированным электропитанием в соответствии с действующими нормами.

4.12. Системы отопления, вентиляции и жизнеобеспечения

4.12.1. Системы отопления, вентиляции и температура воздуха в помещениях ГРС должны соответствовать требованиям СП 60.13330.2012 (СНиП 41-01-2003) «Отопление, вентиляция и кондиционирование» и техническим требованиям заводов-изготовителей оборудования, систем, устройств и приборов.

4.12.2. Размещение котельной необходимо предусматривать в отдельном помещении здания ГРС.

4.12.3. Кратность воздухообмена в помещениях ГРС должна приниматься в соответствии с действующими нормами:

- в помещении редуцирования – 3;
- в помещении подогрева теплоносителя – 3;

- в щитовой, операторной и других помещениях с нормальной средой кратность воздухообмена не нормировать.

Для производственных помещений категории А должна предусматриваться аварийная вентиляция с искусственным побуждением на восьмикратный воздухообмен, включаемая при срабатывании датчика контроля загазованности в этих помещениях или вручную. С наружной стороны дверей необходимо устанавливать средства световой и звуковой сигнализации о загазованности этих помещений и кнопочные посты управления аварийной вентиляцией.

4.12.4. Температура воздуха в помещениях:

- редуцирования в холодный период +5 °С;
- операторной в холодный период +22 °С;
- слесарной мастерской в холодный период +17 °С.

В электротехнических помещениях установка нагревательных приборов выполняется на сварке, отключающая, спускная арматура и клапаны для выпуска воздуха устанавливаются за пределами помещений.

4.12.5. В помещениях операторной предусмотреть системы кондиционирования с необходимым резервированием.

4.12.6. В блоке операторной, для круглосуточного дежурства персонала, необходимо предусмотреть: комнату для отдыха, комнату приема пищи, санузел, бак запаса воды, водонагреватель.

4.13. Защита от коррозии.

4.13.1. Предусмотреть комплексную защиту от коррозии трубопроводов и оборудования АГРС защитными покрытиями и площадочными установками ЭХЗ.

4.13.2. Предусмотреть грунтовочные материалы, обеспечивающие защиту от коррозии на период транспортировки, хранения и монтажа металлоконструкций и оборудования без заводской изоляции.

4.13.3. Использовать типы конструкции изоляционных покрытий, защитные материалы для наземных участков трубопроводов, оборудование электрохимической защиты, запорную арматуру и соединительные детали, рекомендованные к применению в ПАО «Газпром».

5. СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ.

5.1.1. Предусмотреть поблочную спецификацию оборудования.

5.1.2. План технологических трубопроводов.

5.1.3. Экспликация блок-боксов, схемы автоматизации и т.д.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЕ.

6.1. Пожарную безопасность блоков обеспечить в соответствии с требованиями, Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», СП 1.13130.2009, СП 2.13130.2012, СП 3.13130.2009, СП 4.13130.2009, СП 5.13130.2009, СП 6.13130.2013, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.1.010, ГОСТ Р 5133010-99, ГОСТ Р 513309-99, ВНТП 01/87/04-84, ПУЭ и действующими нормативными документами РФ, стандартам ПАО «Газпром» в области пожарной безопасности».

6.2. Противопожарную защиту блок-боксов согласовать с ООО «Газпром газобезопасность».

6.3. Предусмотреть интеграцию систем противопожарной защиты в комплекс САУ ГРС.

6.4. Предусмотреть противопожарную защиту помещений автоматической установкой пожарной сигнализации (АУПС), системой оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах (СОУЭ) в соответствии с требованиями СП 3.13130.2009, СП 5.13130.2009 и Приказом ОАО «Газпром» от 26.01.2000 г. № 7 «Перечень производственных зданий, помещений, сооружений и оборудования объектов Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром», подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и пожарной сигнализации». Автоматические установки пожарной сигнализации должны быть оборудованы источниками

бесперебойного электропитания.

6.5. Предусмотреть обеспечение блок-боксов ГРС первичными средствами пожаротушения.

6.6. Степень огнестойкости, класс конструктивной пожарной опасности строительных конструкций блок-боксов принять в соответствии с требованиями СП 2.13130.2012.

6.7 На фасаде блок-бокса КИПиА предусмотреть установку оповещателя охранно-пожарного комбинированного, разрешенного к применению в ПАО «Газпром», с расширенным температурным диапазоном, с учетом района размещения ГРС; шлейф управления и линию питания от оповещателя вывести к месту размещения шкафа ТСО, обеспечив запас кабелей не менее 3 м.