

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Восток»

ОБУСТРОЙСТВО ЗАПАДНО-ЛУГИНЕЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. КУСТ СКВАЖИН №8. ВТОРАЯ ОЧЕРЕДЬ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 7. Технологические решения

Часть 2. Автоматизированная система управления технологическим процессом

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00

Том 5.7.2

Первый заместитель
генерального директора

Р. З. Бадурдинов

06.09.22

Главный инженер проекта

И. Р. Ибраев

06.09.22



Изм.	№ док.	Подпись	Дата
1	233-22	<i>[Signature]</i>	09.08.22

2022

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

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-С-001	Содержание тома 5.7.2	1 Изм.1
ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Текстовая часть	77 Изм.1
ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ГЧ	Графическая часть	4 Изм.1
	Всего листов	82

Согласовано					
-------------	--	--	--	--	--

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Григорьева			31.05.22
Проверил		Ефимова			31.05.22
Нач. отдела		Соколова			31.05.22
Н. контр.		Ефимова			31.05.22
ГИП		Ибраев			31.05.22

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-С-001		
Содержание тома 5.7.2		
Стадия	Лист	Листов
П		1
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»		

Содержание

1	Введение	3
1.1	Основание для разработки проекта	3
1.2	Исходные данные для разработки проекта	3
2	Основные цели и задачи АСУ ТП	4
3	Объекты автоматизации	8
4	Объёмы автоматизации	9
5	Комплекс технических средств АСУ ТП	16
5.1	Описание технических средств АСУ ТП	16
5.2	Сведения о наличии сертификатов соответствия	18
5.3	Требования к гарантийному сроку	19
5.4	Требования к ЗИП	19
5.5	Мероприятия метрологического обеспечения АСУ ТП	20
5.6	Метрологические требования к измерительной установке	21
6	Размещение и монтаж комплекса технических средств АСУ ТП	24
7	Питание и заземление комплекса технических средств автоматизации	27
7.1	Обеспечение электропитания	27
7.2	Требования к заземлению	27
8	Подготовка объекта к вводу АСУ ТП в действие	28
8.1	Предварительные испытания	28
8.2	Опытная эксплуатация	28
8.3	Приёмочные испытания	28
9	Эксплуатация и техническое сопровождение АСУ ТП	30
9.1	Передача АСУ ТП в эксплуатацию	30
9.2	Эксплуатация и сопровождение АСУ ТП	30
9.3	Техническое обслуживание и ремонт системы	31
10	Сведения о категории земель, на которых располагается объект капитального	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Григорьева			31.05.22
Проверил		Ефимова			31.05.22
Нач. отдела		Соколова			31.05.22
Н. контр.		Ефимова			31.05.22
ГИП		Ибраев			31.05.22

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	77
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»		

строительства. Решение по численности, квалификации и функциям персонала АСУ ТП, режимам его работы, порядку взаимодействия	33
11 Описание программного обеспечения	34
12 Ссылочные нормативные документы	35
Приложение А. Опросные листы на оборудование КИПиА (справочное)	37
Таблица регистрации изменений	77

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

1 Введение

1.1 Основание для разработки проекта

Основанием для разработки проекта является:

– задание на проектирование объекта: «Обустройство Западно-Лугинецкого месторождения. Куст скважин №8. Вторая очередь», утвержденное техническим директором АО «Газпромнефть – Восток» А.В. Хохловым.

1.2 Исходные данные для разработки проекта

Исходными данными для проектирования служат:

– задание на проектирование объекта: «Обустройство Западно-Лугинецкого месторождения. Куст скважин №8. Вторая очередь», утвержденное техническим директором АО «Газпромнефть – Восток» А.В. Хохловым;

– технические задания и решения, принятые в смежных разделах проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
			1	-	Зам.	233-22		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

2 Основные цели и задачи АСУТП

В составе проекта «Обустройство Западно-Лугинецкого месторождения. Куст скважин №8. Вторая очередь», предусмотрено новое строительство технологических объектов:

- расширение площадки куста скважин №8.

Эффективная и безопасная эксплуатация указанных объектов обеспечивается применением проектируемой в данном разделе автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) на основе комплексов программных и технических средств, предназначенных для автоматизации управления технологическим процессом и противоаварийной защиты.

Основными целями создания АСУ ТП являются:

- комплексная автоматизация объектов куста №8 Западно-Лугинецкого месторождения;
- создание на базе системы автоматизации малолюдных и энергосберегающих технологий, позволяющих повысить рентабельность и эффективность производства;
- снижение непроизводительных потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов и сокращение эксплуатационных расходов;
- обеспечение противоаварийной и противопожарной защиты объектов с целью повышения экологической безопасности производства;
- обеспечение надежной и эффективной работы производственных объектов за счет оптимального управления режимами их работы в соответствии с требованиями технологического регламента, своевременного обнаружения и ликвидации отклонений, предупреждения аварийных ситуаций.

Основной задачей АСУ ТП является превращение технологических объектов в автоматизированные производственные звенья, работающие в заданных режимах под оперативным контролем вышестоящих уровней управления.

В объёме строительства кустовой площадки №8 проектом предусмотрена АСУ ТП, обеспечивающая централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадёжных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию.

В качестве основных принципов при построении АСУ ТП приняты:

- оптимизация структуры АСУ ТП, исключая избыточность технических средств, снижение трудоемкости технического и ремонтного обслуживания систем управления, в том числе за счет применения полевых датчиков с возможностью on-line диагностики по

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист
4

HART-протоколу;

– децентрализация функций сбора, обработки информации и выработки управляющих воздействий, максимальное их приближение к месту возникновения информации и её использования;

– распределенность и возможность использования информации различными подсистемами;

– модульность построения технических и программных средств;

– стандартизация взаимосвязей (функциональная, программная, конструктивная) между уровнями управления;

– открытость системы (возможность расширения и корректировки специалистами заказчика);

– функционирование без постоянного присутствия обслуживающего персонала для систем управления большинства технологических объектов.

Основными функциями АСУ ТП являются:

– автоматический сбор аналоговой и дискретной информации от датчиков, технологических параметров и дискретных параметров состояния объектов;

– контроль входной информации на достоверность;

– логическая обработка и анализ входной информации в зависимости от стадии циклического процесса;

– самодиагностика технических средств уровня, обеспечивающих выполнение функций приёма и логической обработки входной и выходной информации с представлением перечня неисправностей;

– автоматический контроль состояния объектов обустройства, предупредительная сигнализация при выходе показателей за установленные пределы;

– представление информации в удобном для восприятия и анализа виде на операторской станции в виде графиков, мнемосхем, гистограмм, таблиц и т.п.;

– автоматическая обработка, регистрация и хранение поступающей производственной информации, вычисление усреднённых, интегральных показателей;

– формирование отчётов и рабочих (режимных) листов по утверждённой форме за определенный период времени и вывод их на печать;

– регистрация срабатывания блокировок и защит;

– возможность автоматизированной передачи данных в локальную сеть предприятия;

– защита баз данных и программного обеспечения от несанкционированного доступа;

– диагностика и выдача сообщений по отказам всех элементов комплекса технических средств, с точностью до модуля;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

– протоколирование событий и ведение журнала аварийных сообщений.

АСУ ТП имеет следующие режимы функционирования:

- штатный (автоматический) режим - система автоматически выполняет функции;
- режим настройки и конфигурирования - при этом система в целом должна выполнять свои функции в штатном (автоматическом) режиме;
- аварийный режим - переход в данный режим выполняется по факту невыполнения одной или более функций системы.

АСУ ТП технологических объектов добычи нефти подразделяется на три уровня.

Нижний уровень

Нижний уровень системы - уровень технологического процесса (полевой уровень) или уровень возникновения информации, системы полевой и щитовой автоматики.

Основные функции нижнего уровня:

- сбор и первичная обработка информации о состоянии оборудования;
- автоматическое регулирование и противоаварийная защита (ПАЗ) с помощью полевых программируемых контроллеров.

Основные задачи нижнего уровня:

- контроль и обеспечение заданных значений технологических параметров, на основе которых проводится управление технологическим объектом;
- осуществление безопасной эксплуатации различного оборудования с помощью системы ПАЗ.

Функциональные составляющие нижнего уровня - локальные системы контроля, защиты и управления технологическим оборудованием и ПАЗ, установленные непосредственно на объекте, способные работать автономно и/или как низовые подсистемы для систем автоматизации других видов системы.

Технические средства нижнего уровня:

- приборы для местного показания значений параметров;
- датчики, первичные преобразователи с выходными аналоговыми и дискретными сигналами;
- исполнительные механизмы, регуляторы;
- вторичные приборы, установленные по месту или в операторной
- щиты и пульты.

Функционирование данного уровня системы управления предусмотрено в автоматизированном круглосуточном режиме без присутствия оперативного персонала.

Средний уровень

Средний уровень - контроллерный уровень (уровень контроля и управления технологическим процессом).

Основная задача среднего уровня - контроль и управление группой

Индв. № инв. №	
Подп. и дата	
Индв. № подл.	

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

взаимосвязанных технологических объектов (куст скважин № 8).

Основные функции среднего уровня:

- сбор и обработка информации, поступающий с полевого уровня АСУ ТП;
- передача информации на верхний уровень управления.

Функциональные составляющие среднего уровня – средства микропроцессорной техники - программируемый логический контроллер (ПЛК).

Технические средства среднего уровня:

- контроллер кустовой телемеханики.

Функционирование данного уровня системы управления предусмотрено в автоматизированном круглосуточном режиме без присутствия оперативного персонала.

Верхний уровень

Верхний уровень (существующий) - уровень оператора, человеко-машинного интерфейса (HMI).

Основная задача верхнего уровня - автоматизированное управление технологическим процессом добычи и сбора добываемой продукции Западно-Лугинецкого месторождения.

Основные функции верхнего уровня:

- предоставление данных в реальном масштабе времени о ходе технологического процесса, визуализация процесса в виде мнемосхем, составление отчетов и графиков, сигнализация отклонений параметров и др.;
- дистанционное управление технологическим процессом со стороны оперативного персонала;
- архивирование событий;
- вычисление по моделям (косвенное измерение) неизмеряемых технологических параметров;
- проверка или сведение материальных и энергетических балансов;
- формирование отчетной документации.

Технические средства верхнего уровня:

– диспетчерская система АБК Западно-Лугинецкого месторождения. Система является наращиваемой (позволяет подключать дополнительные параметры объектов технологического процесса).

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

3 Объекты автоматизации

В число объектов автоматизации кустовой площадки №8 второй очереди входят:

- добывающие скважины – 10 шт.;
- нагнетательная скважина с отработкой на нефть – 4 шт.;
- измерительная установка – 1 шт.;
- емкость дренажная $V=12,5 \text{ м}^3$ – 1 шт.;
- блок гребенки – 1шт.;
- гребенка коллекторная – 1 шт.;
- станции управления ЭЦН – 14 шт.;
- скважинная установка дозирования реагента – 2 шт.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
			1	-	Зам.	233-22		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

4 Объёмы автоматизации

Данным проектом предусматриваются следующие объёмы автоматизации:

1) Для проектируемых добывающих скважин проектом предусматривается:

- местный контроль буферного давления;
- местный контроль давления на выкидном трубопроводе скважины;
- контроль загазованности площадки скважины переносным газоанализатором.

2) Для проектируемых нагнетательных скважин с отработкой на нефть проектом предусматривается:

- местный контроль буферного давления;
- местный контроль давления в трубопроводе нагнетания;
- контроль загазованности площадки скважины переносным газоанализатором.

3) Для гребенки нефтяной коллекторной:

- местный контроль давления на выходных линиях.

4) Для блока гребенки проектом предусматривается:

- дистанционное измерение расхода на каждой линии подачи воды в скважину;
- местный, дистанционный контроль давления на входном коллекторе;
- местный контроль давления на линиях по направлению к скважинам.

5) Для станции управления ЭЦН на добывающих скважинах предусматривается вывод следующих сигналов по интерфейсу RS-485:

- состояние электропривода насоса (вкл. – откл.);
- управление электроприводом насоса;
- причины мешающие запуску СУ;
- температура обмотки двигателя;
- ток двигателя фазы А;
- ток двигателя фазы В;
- ток двигателя фазы С;
- дисбаланс токов;
- входное напряжение фазы АВ;
- входное напряжение фазы ВС;
- входное напряжение фазы СА;
- дисбаланс входного напряжения;
- активная мощность;
- полная мощность;
- коэффициент мощности;
- загрузка ПЭД;

Индв. № подкл.	Подкл. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

9

- сопротивление изоляции;
- частота вращения труб;
- давление приема;
- температура масла ПЭД;
- давление на приеме насоса;
- температура обмотки ПЭД;
- температура жидкости на приеме насоса;
- активная энергия;
- реактивная энергия;

Кроме того, предусматривается вывод дискретного сигнала о состоянии ЭЦН (вкл./откл.) и отключение ЭЦН по решению оператора при следующих аварийных ситуациях:

- при поступлении сигнала «пожар»;
- аварийном уровне загазованности (40 % НКПР) в технологическом блоке ИУ;
- аварийном отклонении давления от допустимых пределов ($P < P_{min}$ и $P > P_{max}$) в общем коллекторе ИУ;
- при закрытой секущей задвижке (существующая электроприводная задвижка на выходе ИУ).

Отключение СУ ЭЦН для поисково-оценочной скважины выполняется так же по решению оператора при следующих аварийных ситуациях:

- аварийном отклонении давления от допустимых пределов ($P < P_{min}$ и $P > P_{max}$) в трубопроводе.

6) Скважинная установка дозирования реагента (СУДР):

СУДР оснащается необходимыми средствами контроля и автоматики на заводе-изготовителе и обеспечивает передачу в проектируемую АСУ ТП следующих параметров:

- уровень реагента в баке;
- давление реагента в трубопроводе подачи реагента;
- температура в помещении блока;
- НА 1 включен;
- НА 1 отключен;
- НА 2 включен;
- НА 2 отключен;
- НА 1 включить;
- НА 1 отключить;
- НА 2 включить;
- НА 2 отключить;
- несанкционированный доступ;

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

- загазованность. Порог 1;
- загазованность. Порог 2;
- вентилятор включен;
- вентилятор отключен.

7) Для проектируемой измерительной установки (ИУ), состоящей из блока технологического (БТ) и блока контроля и управления (БКУ), проектируемые и выполненные заводами-изготовителями объемы автоматизации АСУ ТП обеспечивают:

- местный контроль температуры газа и водонефтяной эмульсии в линиях после сепарационно-накопительной ёмкости;
- местный контроль температуры воздуха в технологическом блоке, а также в блоке контроля и управления;
- сигнализация понижения температуры воздуха в технологическом блоке и в блоке контроля и управления;
- измерение температуры газа и водонефтяной эмульсии в линиях после сепарационно-накопительной ёмкости;
- местный контроль давления газа до и после газовой заслонки, давления водонефтяной эмульсии в выходном коллекторе;
- измерение давления газа в линии после сепарационно-накопительной ёмкости и давления водонефтяной эмульсии в выходном коллекторе;
- измерение перепада давления на газовом и жидкостном фильтрах;
- измерение расходом газа и водонефтяной эмульсии в линиях после сепаратора;
- измерение содержания воды в водонефтяной эмульсии;
- автоматический отбор проб водонефтяной эмульсии;
- измерение времени замера дебита скважин;
- управление и сигнализация положения переключателя скважин;
- измерение (вычисление плотности водонефтяной эмульсии);
- вычисление массовых расходов воды, нетто нефти, а также приведенного к стандартным условиям объёмного расхода газа по каждой скважине;
- архивирование результатов измерений в энергонезависимой памяти контроллера управления установкой;
- передачу на контроллер кустовой телемеханики сигналов текущего состояния установки, а также предупредительных и аварийных сигналов при возникновении неисправностей или нарушения режима измерения;
- сигнализацию открытия дверей БТ и БКУ;
- управление и сигнализация состояния вытяжного вентилятора;
- автоматическое включение вытяжного вентилятора в БТ при достижении загазованности 10 % НКПР – нижнего концентрационного предела распространения

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

пламени (порог 1);

– местная световая сигнализация загазованности технологического блока (порог 1 и 2);

– местное срабатывание устройств световой и звуковой сигнализации загазованности;

– сигнализация «пожар» в блоке технологическом и блоке контроля и управления;

Все описанные выше объемы автоматизации обеспечиваются средствами комплектной автоматики ИУ.

Информация об измеренных параметрах и ходе технологического процесса передается в проектируемую АСУ ТП по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus). Проектом предусматривается следующий перечень передаваемых параметров от ИУ по интерфейсу RS-485 :

- температура газовой линии;
- температура в выходном коллекторе;
- температура в помещении БТ;
- дифференциальное давление газовой линии;
- давление в выходном коллекторе;
- дифференциальное давление в сепарационной ёмкости;
- положение ПСМ. Отвод 1;
- положение ПСМ. Отвод 2;
- положение ПСМ. Отвод 3;
- положение ПСМ. Отвод 4;
- положение ПСМ. Отвод 5;
- положение ПСМ. Отвод 6;
- положение ПСМ. Отвод 7;
- положение ПСМ. Отвод 8;
- положение ПСМ. Отвод 9;
- положение ПСМ. Отвод 10;
- положение ПСМ. Отвод 11;
- положение ПСМ. Отвод 12;
- управление ПСМ. Отвод 1;
- управление ПСМ. Отвод 2;
- управление ПСМ. Отвод 3;
- управление ПСМ. Отвод 4;
- управление ПСМ. Отвод 5;
- управление ПСМ. Отвод 6;
- управление ПСМ. Отвод 7;

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

- управление ПСМ. Отвод 8;
- управление ПСМ. Отвод 9;
- управление ПСМ. Отвод 10;
- управление ПСМ. Отвод 11;
- управление ПСМ. Отвод 12;
- контроль положения клапаном;
- расход жидкости;
- расход газа;
- клапана на жидкость. Открыт;
- клапана на жидкость. Закрыт;
- клапана на жидкость. В движении;
- клапана на жидкость. % открытия;
- клапана на жидкость. Открыть;
- клапана на жидкость. Закрыть;
- клапана на жидкость. Стоп;
- клапан эл.магнит. на газ. Открыт;
- клапан эл.магнит. на газ. Закрыт;
- клапан эл.магнит. на газ. Открыть;
- клапан эл.магнит. на газ. Закрыть;
- вентилятор отключен;
- вентилятор включен;
- вентилятор отключить;
- вентилятор включить;
- несанкционированный доступ в БТ ИУ;
- несанкционированный доступ в БКУ ИУ;
- пожар в БТ ИУ;
- пожар в БКУ ИУ;
- загазованность. Порог 1;
- загазованность. Порог 2;
- загазованность. Порог 1 (Светозвуковая внутри);
- загазованность. Порог 2 (Светозвуковая внутри);
- загазованность. Порог 1 (Светозвуковая снаружи);
- загазованность. Порог 2 (Светозвуковая снаружи);
- загазованность. Опробование сигнализации;
- управление вентилятором «Включить»;
- управление вентилятором «Отключить»;

Индв. № подкл.	Подкл. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

- вентилятор «Включен»;
- вентилятор «Отключен».

8) Для дренажной ёмкости ДЕ V=12,5 м³ площадки куста проектом предусматривается:

- контроль уровня в емкости по месту;
- контроль загазованности: включения местной световой и звуковой сигнализации при достижении пороговых значений (10 % НКПР, 40% НКПР).

9) Решения по пожарной и газовой безопасности.

В помещениях с категорией взрыво- и пожароопасности В-1а по ПУЭ (ИУ) заводами-изготовителями предусмотрена стационарная система:

- автоматического непрерывного контроля загазованности и автоматического управления вентиляцией (включение вентилятора при загазованности 10 % НКПР, п. 12.2.13 СП 60.13330.2020);
- автоматического отключения технологического оборудования (кроме вентилятора) при достижении порога 40 % НКПР;
- включения местной световой и звуковой сигнализации при достижении пороговых значений (10 % НКПР, 40% НКПР).

Количество датчиков определяется в соответствии с ТУ-ГАЗ-86: на каждые 200 м² предусматривается 1 пробоотборное устройство, но не менее одного датчика на помещение.

В ИУ наибольшую объемную долю в смеси выделяемых газов занимает метан. Относительная плотность метана по воздуху 0,5543. Согласно «Правилам безопасности нефтегазоперерабатывающих производств» (утверждённым приказом №125 от 29.03.16 федеральной службой по экологическому, технологическому, атомному надзору) при выделении газов с плотностью по воздуху менее 0,8 датчики ДВК в помещениях устанавливаются над источником.

На площадках скважин с категорией взрывоопасности В1-Г по ПУЭ проектом предусматривается применение переносных газоанализаторов. При достижении пороговых значений загазованности (10%НКПРП и 40%НКПРП) на приборе предусматривается включение светозвуковой предупредительной (при 10%НКПРП) и аварийной (при 40%НКПРП) сигнализации.

В проектируемом блоке контроля и управления предусматривается установка прибора охранно-пожарной сигнализации, с выводом сигналов в систему телемеханики сухими контактами:

- «неисправность ОПС»;
- «пожар в БКУ»;
- «пожар в ЩСУ-0,4 кВ»;

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

- «пожар в ИУ»;
- «пожар на кусте площадки».

Для блочного технологического оборудования (ИУ, УДР) система пожарной сигнализации поставляется комплектно, обеспечивается отключение вентиляции при пожаре.

Передача данных от кустового контроллера, технологических установок кустовой площадки, СУ ЭЦН в существующую систему диспетчерского контроля и управления, расположенную в диспетчерской АБК Западно-Лугинецкого месторождения, осуществляется по существующему каналу связи беспроводного широкополосного доступа.

Обмен информацией между шкафом ТМ и контроллерами станций управления УЭЦН, шкафом ЛСУ ИУ, осуществляется по средствам кабельных соединений по интерфейсу RS-485.

Обмен информацией между контроллером станции телемеханики и оборудованием связи шкафа связи осуществляется кабелем Ethernet. Существующий шкаф связи установлен в существующем блоке местной автоматики БМА.

Система обмена данными между контроллером шкафа ТМ и АРМ оператора выполняется по существующему каналу связи между площадкой куста скважин №8 и операторной Западно-Лугинецкого месторождения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					3ГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
			1	-	Зам.	233-22		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

5 Комплекс технических средств АСУ ТП

Комплекс технических средств (ТС) АСУ ТП включает в себя:

- датчики, преобразователи;
- контроллеры блочно-комплектных устройств и станций управления ЭЦН;
- кустовой контроллер телемеханики.

Все ТС должны быть рассчитаны на режим непрерывного круглосуточного функционирования при окружающих условиях, реально существующих или искусственно поддерживаемых в зонах их размещения.

5.1 Описание технических средств АСУ ТП

Все применяемые в проекте датчики, преобразователи серийно выпускаются отечественной промышленностью. Применяемые датчики и измерительные преобразователи имеют унифицированные выходные сигналы с одним из следующих параметров:

- аналоговые (токовые 4...20 мА) для контроля и регулирования режимных технологических параметров;
- дискретные типа "сухой контакт" для сигнализации предельных значений технологических параметров.

Блочно-комплектные технологические установки оснащаются средствами контроля и автоматики на заводах-изготовителях.

Для организации бесперебойности питания средств АСУ ТП кустовой площадки используется существующий источник бесперебойного питания ~220В. Так же в комплект поставки блока контроля и управления куста скважин также входит источник бесперебойного питания для контроллера ИУ.

Для местного контроля давления применяются показывающие манометры классом точности не ниже 1,5 и степенью защиты не ниже IP54.

Для дистанционного контроля давления в технологических установках применены датчики давления, с уровнем взрывозащиты Exd «взрывонепроницаемая оболочка».

Для контроля уровня применен поплавковый указатель уровня верхнего монтажа, устанавливаемый по месту.

Для дистанционного контроля расхода воды в блоке гребенки используются вихревые расходомеры-счетчики.

Для дистанционного контроля температур применены термопреобразователи взрывозащищенного исполнения с унифицированным сигналом и уровнем взрывозащиты Exd «взрывонепроницаемая оболочка».

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист
16

Для измерения массового расхода, плотности, температуры, вычисления объемного расхода жидкостей в технологическом блоке ИУ применен массомер, с уровнем взрывозащиты Exd «взрывонепроницаемая оболочка».

Для непрерывного измерения объемного процентного содержания нефти и воды в водонефтяной смеси в технологическом блоке ИУ применены влагомеры сырой нефти с маркировкой взрывозащиты 1ExibIIBT3.

Для контроля загазованности внутри технологических блоков применены стационарные газосигнализаторы, с исполнением по взрывозащите 1ExdIIBT4. Для сигнализации загазованности применены посты аварийной сигнализации.

Наибольшую объемную долю в смеси выделяемых газов занимает метан. Относительная плотность метана по воздуху 0,5543.

При выделении газов с плотностью по воздуху менее 1 датчики ДВК в помещениях устанавливаются над источником.

Измерение концентрации газов на территории кустовой площадки осуществляется с помощью переносных приборов. При достижении концентрации взрывоопасных веществ 10 % НКПРП (порог срабатывания «1») и 40 % НКПРП (порог срабатывания «2») на приборе подаются звуковой и световой сигналы.

Группа макроклиматических районов и категория размещения средств автоматизации по ГОСТ 15150-69 УХЛ1 (-60...+40⁰С).

Датчики, устанавливаемые на открытом воздухе и не рассчитанные для эксплуатации при минимальной температуре окружающей среды, устанавливаются в защитных термочехлах.

Степень защиты IP по ГОСТ 14254-2015 для приборов, расположенных на открытых площадках, не ниже IP 65 (манометров – IP54).

В помещениях класса В-1а, В-1г электрические датчики и сигнализаторы имеют взрывозащищенное исполнение. Вид взрывозащиты выбран в соответствии с взрывоопасной зоной, согласно ПУЭ 7.3.65.

Технические средства полевой и щитовой автоматики, должны обладать показателями точности и надежности (безотказности) функционирования не хуже типовых значений, приведенных в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Показатели точности и надёжности КИП и А

Технические средства полевой автоматики	Основная приведенная погрешность измерения (преобразования), %	Наработка на отказ, ч
Датчики давления	1,5	10 000
Датчики температуры	2,5	
Датчики расхода (технологические)	1,0	

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Технические средства полевой автоматики	Основная приведенная погрешность измерения (преобразования), %	Наработка на отказ, ч
Датчик-индикатор уровня	± 5 мм	15 000
Счётчики оперативного учёта жидкости	1,0	6 000
Счётчики оперативного учёта газа	5,0	
Нормирующие преобразователи	0,5	10 000
Вторичные приборы	1,0	
Технологические (периферийные) контроллеры	0,3 (по аналоговым входам)	
Исполнительные механизмы	-	

5.2 Сведения о наличии сертификатов соответствия

Все технические средства, включая импортные, должны соответствовать действующим в России требованиям промышленной безопасности, установленным Федеральным законом № 116 – ФЗ, что должно подтверждаться наличием сертификата безопасности на применение таких изделий на опасных объектах нефтегазодобычи.

Сертификат безопасности выдается на основании экспертизы промышленной безопасности, если оборудование не попадает под Технические регламенты Таможенного союза.

Приборы и технические средства автоматизации, на момент начала проведения пуско-наладочных работ, должны иметь следующую документацию:

- заводские паспорта, руководства по эксплуатации;
- разрешения на применение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору;
- действующие сертификаты соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности;
- действующие сертификаты соответствия ГОСТ Р для взрывозащищенного оборудования;
- действующие сертификаты соответствия и утверждения типа средств измерений (СИ);
- методики выполнения измерений, не включенные в руководства по эксплуатации средств измерений и аттестованные в ГНМЦ Ростехрегулирования или в органах, аккредитованных на этот вид деятельности;
- технические описания и инструкции по эксплуатации, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту на русском языке;

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

– свидетельство о поверке СИ со сроком действия не менее половины межповерочного интервала;

– методики поверки СИ;

– сертификат соответствия требованиям ТР ТС 012/2011.

Сертификат безопасности выдается на основании экспертизы промышленной безопасности если оборудование не попадает под Технические регламенты Таможенного союза.

Электрические и электронные технические средства АСУ ТП и порядок их применения на нефтепромыслах должны соответствовать требованиям № 69–ФЗ, главы 7.3 ПУЭ и ГОСТ 12.2.007.0-75. При этом в соответствии с Постановлением Правительства России № 982 от 01.12.2009 г. (с последующими изменениями) все электрические технические средства автоматизации должны иметь сертификат электробезопасности по системе ГОСТ Р или эквивалентный ему документ.

Все вышеперечисленные сертификаты, свидетельства и методики должны входить в состав документации поставщика оборудования.

Срок действия свидетельства о поверке должен составлять не менее половины межповерочного интервала на момент проведения пуско-наладочных работ.

Расчетный срок службы контрольно-измерительных приборов – не менее 10 лет.

5.3 Требования к гарантийному сроку

Гарантийный срок должен составлять не менее 24 месяцев с момента пуска АСУ ТП в промышленную эксплуатацию или 36 месяцев с момента поставки.

В течение гарантийного срока специалисты завода-изготовителя (поставщика) по первому требованию Заказчика должны прибывать на площадку Заказчика в течение 24 часов для устранения неполадок и отказов или для предоставления квалифицированных консультаций.

Если неполадки и отказы выявлены в системе ПАЗ, то специалисты завода-изготовителя (поставщика) должны прибыть на площадку Заказчика в течение 0,5 часа. Сервисное обслуживание должно быть организовано круглосуточно (365 дней в году × 24 часа × 7 дней в неделю) в течение всего срока работоспособности АСУ ТП.

Срок службы контрольно-измерительных приборов, установленный производителем, должен составлять не менее 10 лет.

5.4 Требования к ЗИП

Оборудование АСУ ТП должно быть обеспечено комплектом запасных частей, инструментов и принадлежностей (ЗИП), предназначенных для обеспечения эксплуатации (ремонта и технического обслуживания) изделия на весь гарантийный срок. В течение всего оставшегося срока службы АСУ ТП комплект ЗИП должен пополняться в

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

соответствии с условиями Договора на Сервисное обслуживание.

Передаваемое Заказчику оборудование должно иметь ЗИП:

- блоки питания каждого вида (кроме ИБП) – по 1 ед.;
- процессорные блоки контроллеров каждого вида – по 1 ед.;
- модули ввода-вывода каждого вида – по 1 ед.;
- барьеры искрозащиты - 15% от основного количества, но не менее 5 ед. каждого

вида.

Изготовитель (поставщик) системы должен гарантировать поставку запасных частей и сервисных средств в течение не менее 10 (десяти) лет после пуска АСУ ТП в эксплуатацию.

5.5 Мероприятия метрологического обеспечения АСУ ТП

Подрядчик должен обеспечить и организовать выполнение работ по поверке/калибровке измерительных каналов.

После выполнения шеф-монтажных работ, подрядчик должен обеспечить проверку состояния технических средств АСУ ТП и качества поверки/калибровки измерительных каналов.

После ввода системы в промышленную эксплуатацию, необходимо выполнять следующие мероприятия:

- обеспечение проведения поверки (калибровки) средств в установленные сроки;
- проверку соблюдения требований методик измерений при выполнении измерений в процессе эксплуатации АСУ ТП;
- обеспечение своевременного внесения изменений в эксплуатационную документацию в случае изменения параметров оборудования, влияющих на метрологические характеристики измерительных каналов АСУ ТП;
- выполнение других процедур метрологического надзора.

Запрещаются установка и пользование контрольно-измерительными приборами:

- не имеющими клейма или свидетельства о поверке, с просроченным клеймом или свидетельством о поверке;
- без свидетельств об аттестации (для контрольно-измерительных приборов, подлежащих аттестации);
- отработавшими установленный срок эксплуатации;
- поврежденными и нуждающимися в ремонте и внеочередной поверке.

Интервал калибровки или периодичность поверки манометров, датчиков давления и термопреобразователей определяет завод-изготовитель при проведении испытаний в целях утверждения типа средства измерения.

Метрологический контроль и надзор за средствами измерений должны

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист
20

осуществляться централизованно метрологической службой филиала «Газпромнефть-Восток».

В связи с прямыми измерениями параметров температуры, давления и параметров сигнализации, методик для их выполнения не требуется.

Методы и средства поверки отдельных средств измерений или комплексов указаны в эксплуатационной документации на данные комплексы и средства измерений.

Срок действия свидетельства о поверке должен составлять не менее половины межповерочного интервала на момент проведения пуско-наладочных работ.

Метрологические характеристики автоматизированных систем управления технологическим процессом и энергосбережения, а также методика калибровки (поверки) измерительных каналов и каналов аналогового управления комплекса приводятся в "Руководстве по эксплуатации" и "Инструкции по калибровке" на данное оборудование (систему).

Из состава измерительных каналов, предусмотренных проектом, метрологической аттестации подлежат измерительные каналы блочной ИУ, в т.ч. каналы измерения расхода, давления, качественных характеристик контролируемой среды.

Остальные измерительные каналы не подлежат калибровке.

5.6 Метрологические требования к измерительной установке

Измерительная установка должна удовлетворять требованиям ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические требования».

На линии жидкости установлен массовый кориолисовый расходомер со следующими характеристиками:

- интервал между поверками – не менее 4 лет;
- пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении массы и массового расхода жидкости (газа) не более 0,1 % (0,5 %);
- взрывобезопасное исполнение.
- источник питания 24 В постоянного тока;
- материал корпуса расходомера – нержавеющая сталь;
- цифровая связь: HART-протокол, наложенный на токовый выход 4-20 мА; протокол Modbus.

На линии газа установлен массовый кориолисовый расходомер с характеристиками аналогичными массовому расходомеру на линии жидкости, а также обязательно наличие возможности применения расходомера на линии газа после поверки на воде, с указанием в МИ на ИУ.

- взрывобезопасное исполнение.
- источник питания 24 В постоянного тока;

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

- материал корпуса расходомера – нержавеющая сталь;
- цифровая связь: HART-протокол, наложенный на токовый выход 4-20 мА; протокол Modbus.

Измерительная установка (ИУ) должна быть внесена в Государственный реестр средств измерений (СИ) и иметь свидетельство от утверждении типа СИ с описанием типа ИУ должна иметь:

- свидетельство об аттестации методики измерений (МИ);
- МИ массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды и объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям (далее МИ на ИУ).

– МИ на ИУ должна быть разработана, аттестована и утверждена в соответствии с ГОСТ Р 8.563 и ГОСТ Р 8.615.

– МИ на ИУ должна быть разработана на основе исходных данных, которые приведены в настоящем задании.

– МИ на ИУ должна пройти метрологическую экспертизу с положительным экспертным заключением.

– свидетельство о поверке (срок действия свидетельства должен быть не менее половины интервала между поверками);

– паспорт;

– методику поверки;

– свидетельство от утверждении типа СИ с описанием типа;

– сертификат соответствия ТР ТС (Сертификат соответствия Техническому регламенту и Техническому регламенту Таможенного союза);

– руководство по эксплуатации, техническое описание, инструкция по эксплуатации и комплект эксплуатационной документации на русском языке.

Все СИ, входящие в состав ИУ должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений и иметь свидетельство от утверждении типа СИ с описанием типа.

В поставку должен быть включен комплект документов на ИУ и на каждое СИ:

– свидетельство о поверке (срок действия свидетельства должен быть не менее половины интервала между поверками);

– паспорт;

– методику поверки;

– свидетельство от утверждении типа СИ с описанием типа;

– сертификат соответствия ТР ТС (Сертификат соответствия Техническому регламенту и Техническому регламенту Таможенного союза);

– руководство по эксплуатации на русском языке.

В методике поверки на кориолисовый расходомер должно быть указано, что по результатам поверки массомера на воде, он может применяться для измерения массы и

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

массового расхода газа.

Для оценки качества газа в процессе подготовки и сепарации, и определении потерь нефти из-за ее уноса газом применить МИ 3270 «Содержание капельной жидкости в потоке природного и попутного газа».

В программируемом логическом контроллере (ПЛК) выполнить расчет плотности газа, приведенной к стандартным условиям, по компонентному составу согласно ГСССД МР 113-03

Программное обеспечение ПЛК должно быть аттестовано по МИ 2955-2010, ГОСТ Р 8.654-2015, МИ 2891-2004, МИ 2174-91 на соответствие ГОСТ Р 8.615, ГСССД МР 113-03 и иметь свидетельство об аттестации;

Алгоритм вычислений должны быть аттестованы в рамках методики измерений на ИУ в соответствии с МИ 2174-91 и иметь свидетельство об аттестации.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

а) массы сырой нефти: $\pm 2,5 \%$;

б) массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях):

до 70 % – $\pm 6 \%$;

от 70 до 95 % – $\pm 15 \%$;

свыше 95 % – предел допускаемой относительной погрешности устанавливаются в МВИ, утвержденных и аттестованных в установленном порядке;

в) объема свободного нефтяного газа: 5 %.

Конструкторская документация на ИУ должна иметь положительное заключение метрологической экспертизы и экспертизы промышленной безопасности.

На момент начала проведения СМР измерительной установки службе метрологии Заказчика должен быть представлен перечень оборудования (спецификация) ИУ.

СИ должны быть укомплектованы следующим набором документов:

– паспорт;

– руководство по эксплуатации;

– сертификат о калибровке или протокол заводской поверки или свидетельство о поверке (отметка о поверке или калибровке может находиться в паспорте или руководстве по эксплуатации);

– методика поверки;

– свидетельство (сертификат) об утверждении типа, описание типа;

– сертификат соответствия ГОСТ Р (соответствие требованиям стандартов по взрывозащищенности электрооборудования);

– разрешение на применение (выданное федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору);

– сертификат соответствия, действующий на текущий момент.

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

6 Размещение и монтаж комплекса технических средств АСУ ТП

Монтаж систем автоматизации и кабельной продукции выполняется в соответствии с рабочей документацией, с учетом требований заводов-изготовителей приборов и средств автоматизации, с соблюдением требований нормативных документов ПУЭ, СП 77.13330.2016.

Технические средства АСУТП должны быть устойчивы к воздействиям температуры и влажности окружающего воздуха по группе В1 ГОСТ Р 52931-2008 (Таблица 1), и к воздействию механических факторов по группе L2 ГОСТ Р 52931-2008 (Таблица 3), которые ограничивают изменение климатических условий следующим диапазоном:

- температура окружающего воздуха от +5 до +40 °С;
- относительная влажность окружающего воздуха от 40 до 90% при температуре +30°С;
- атмосферное давление от 84 до 107 кПа (680 - 800 мм рт.ст.).

Оборудование, устанавливаемое на открытом воздухе, рассчитано на работу при температуре окружающей среды -60...+40 С°.

Приборы и отборы давления, устанавливаемые на открытых технологических площадках для обеспечения надежной эксплуатации в условиях низких температур окружающего воздуха, обогреваются термоизоляционными материалами.

Датчики, устанавливаемые на открытом воздухе и не рассчитанные на эксплуатацию при минимальной температуре окружающей среды, устанавливаются в защитных термочехлах.

Типы кабелей для прокладки в блоках и сооружениях приняты с учетом требований ГОСТ 31565-2012. В проекте предусмотрены кабели с медными жилами, с минимальным сечением 1 мм². Для прокладки кабелей внутри блоков предусматриваются кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке (категории А), с низким дымо- и газовыделением (исполнение нг(А)-LS). Для систем противопожарной защиты предусматриваются кабели исполнения нг(А)-FRLS.

Для наружной прокладки предусматриваются кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке (категории А) в холодостойком исполнении (исполнение нг(А)-ХЛ).

Для подключения аналоговых и интерфейсных сигналов применяются экранированные кабели.

Внешние электрические проводки предусмотрены контрольными кабелями с медными жилами в оболочке из поливинилхлоридного пластика пониженной горючести нг-LS-ХЛ различных ёмкостей.

Кабели прокладываются по кабельной эстакаде на высоте не менее 2,5 м от уровня земли на отдельной от электрических кабелей кабельной полке в стальном коробе (п.п.

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист
24

2.1.11, 2.1.46, 2.1.47, 2.3.15 ПУЭ). Предусмотреть резерв жил кабеля в количестве 10% от количества рабочих, но не менее одной жилы.

Во взрывоопасных зонах категории В-1а небронированные кабели прокладываются в закрытых коробах, либо стальных водогазопроводных трубах согласно ПУЭ.

Кабели, проложенные горизонтально по конструкциям, должны быть жестко закреплены в конечных точках, непосредственно у концевых заделок, с обеих сторон изгибов и у соединительных и стопорных муфт (п.п. 2.3.15 ПУЭ).

Кабели, проложенные вертикально по конструкциям и стенам, должны быть закреплены так, чтобы была предотвращена деформация оболочек и не нарушались соединения жил в муфтах под действием собственного веса кабелей (п.п. 2.3.15 ПУЭ).

Конструкции, на которые укладываются небронированные кабели, должны быть выполнены таким образом, чтобы была исключена возможность механического повреждения оболочек кабелей; в местах жесткого крепления оболочки этих кабелей должны быть предохранены от механических повреждений и коррозии при помощи эластичных прокладок (п.п. 2.3.15 ПУЭ).

В целях пожарной безопасности внутри коробов должны устанавливаться огнепреградительные пояса:

- на вертикальных участках - на расстоянии не более 20 м, а также при проходе через перекрытие;

- на горизонтальных участках - при проходе через перегородки (п. 2.3.124 (5) ПУЭ).

В местах прохода кабелей через стены или выхода их наружу проход должен быть выполнен в трубе с заделкой зазоров между кабелями и трубой легкоудаляемой массой из негоряемого материала (огнестойким герметиком) с обеспечением предела огнестойкости проёма не менее предела огнестойкости стены (п. 7 ст. 82 Федерального закона от 22.07.2008г. № 123-ФЗ, п.2.1.58, п.7.3.112 ПУЭ, п. 6.4.1.25 СП 76.13330.2016).

Кабели (в том числе бронированные), расположенные в местах, где возможны механические повреждения (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для посторонних лиц), должны быть защищены по высоте на 2 м от уровня пола или земли и на 0,3 м в земле (п.п. 2.3.15 ПУЭ).

На пересечениях с автодорогой кабели прокладываются по кабельной эстакаде на высоте 6,0м (не менее 4,5м) от полотна автомобильной дороги (пожарного проезда) (п.п. 2.3.133, 2.3.134 ПУЭ, п. 5.42 СП 18.13330.2011).

При совмещении кабелей и трубопроводов на эстакаде расстояние между трубопроводами и кабельными конструкциями должно быть не менее 0,5 м (п. 6.5.59 СП 4.13130.2013).

Проектом предусмотрена защита кабелей от механических повреждений при выходе из коробов путем прокладки кабелей в металлорукаве гибком оцинкованном с уплотнением (п.п. 2.3.15, 2.1.47 ПУЭ).

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Конструкция кабельных эстакад представлена в части КР.

Прокладка контрольных кабелей допускается пучками на лотках и многослойно в металлических коробах при соблюдении следующих условий:

- наружный диаметр пучка кабелей должен быть не более 100 мм.
- высота слоев в одном коробе не должна превышать 150 мм.
- в пучках и многослойно должны прокладываться только кабели с одностипными оболочками.
- крепление кабелей в пучках, многослойно в коробах, пучков кабелей к лоткам следует выполнять так, чтобы была предотвращена деформация оболочек кабелей под действием собственного веса и устройств крепления.
- в каждом направлении кабельной трассы следует предусматривать запас емкости не менее 15 % общей емкости коробов.
- прокладка силовых кабелей пучками и многослойно не допускается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					3ГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
			1	-	Зам.	233-22		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

7 Питание и заземление комплекса технических средств автоматизации

7.1 Обеспечение электропитания

Технические средства автоматизации относятся к первой категории электроприемников по надёжности электроснабжения. Электроснабжение приборов и средств автоматизации проектом предусмотрено по первой категории надёжности электроснабжения.

В силовом щите применены УЗИП 1 и 2 класса защиты и 3 класса защиты для питания средств автоматизации, обеспечивающих защиту электронных компонентов по цепям питания.

Для резервирования питания оборудования автоматизации в существующем БМА используется существующий источник бесперебойного питания, обеспечивающий работоспособность системы автоматизации (комплекта датчиков, преобразователей, вторичной аппаратуры) в течение не менее 1 часа.

Для электропитания приборов и средств автоматизации используется переменный ток напряжением 380/220 В и частотой 50 Гц.

7.2 Требования к заземлению

Смонтированные приборы и средства автоматики, электрические проводки должны быть присоединены к общему контуру заземления или к металлическим конструкциям, имеющим надёжную электрическую связь с общим контуром заземления независимо от применяемого напряжения.

Для защитного заземления средств автоматизации используется контур защитного заземления БКУ, а также индивидуальные точки (шины) заземления для датчиков по месту монтажа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
			1	-	Зам.	233-22		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

8 Подготовка объекта к вводу АСУ ТП в действие

Ввод в действие разрабатываемой АСУ ТП осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 34.601-90 и ГОСТ 59792-2021.

Для автоматизированной системы устанавливаются следующие этапы испытаний:

- предварительные испытания;
- опытная эксплуатация;
- приемочные испытания.

Программы всех этапов испытаний составляются Исполнителем на основании документа «Программа и методика испытаний (ПМИ)» и утверждаются Заказчиком.

8.1 Предварительные испытания

Предварительные испытания проводятся для определения работоспособности и возможности приёмки АСУ ТП в опытную эксплуатацию. Предварительные испытания организует Заказчик, и проводит их совместно с Исполнителем.

Ввиду, предусмотренного проектом, строительства объекта в четыре этапа, необходимо проведение автономных предварительных испытаний, по мере окончания строительства технологических сооружений по этапам.

Автономные испытания охватывают части АСУ ТП, вводимые в соответствии с этапами и проводятся по мере готовности частей АСУ ТП к сдаче в опытную эксплуатацию. Автономные испытания проводятся в соответствии с программой автономных испытаний, разрабатываемых для каждой части АСУ ТП. К программе автономных испытаний должен прилагаться график проведения автономных испытаний.

8.2 Опытная эксплуатация

Опытная эксплуатация АСУ ТП проводится с целью определения готовности АСУ ТП к постоянной эксплуатации, проверки готовности персонала к работе в новых условиях, доработки и корректировки технической и проектной документации.

Опытная эксплуатация проводится в соответствии с утвержденной Программой.

Продолжительность опытной эксплуатации - не менее двух месяцев.

8.3 Приёмочные испытания

Проводить приёмочные испытания без прохождения этапа опытной эксплуатации запрещается.

Приемочные испытания АСУ ТП проводятся для определения соответствия АСУ ТП техническому заданию на создание АСУ ТП, оценки успеха опытной эксплуатации и

Инд. № инв. №	
Подп. и дата	
Инд. № подл.	

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист
28

решения о возможности приемки АСУ ТП в постоянную (промышленную) эксплуатацию.

Приёмочную комиссию образуют приказом по предприятию. В состав комиссии входят представители Заказчика, Исполнителя и представители технадзора.

Согласно ГОСТ 59792-2021, протоколы отдельных проверок обобщаются в едином итоговом протоколе, на основании которого делается заключение о возможности оформления акта приёмки АСУ ТП в промышленную эксплуатацию.

Допускается по решению приёмочной комиссии доработка технической документации АСУ ТП после её ввода в действие. Сроки доработки указываются в протоколе приёмочных испытаний.

Результаты приемочных испытаний оформляются:

- итоговым Протоколом испытаний;
- актом о приёмке АСУ ТП в промышленную эксплуатацию;
- приказом "О вводе АСУ ТП в промышленную эксплуатацию".

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
1	-	Зам.	233-22		09.08.22	ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

9 Эксплуатация и техническое сопровождение АСУ ТП

9.1 Передача АСУ ТП в эксплуатацию

Ввиду, предусмотренного проектом, поэтапного строительства объекта, передача систем автоматизации в эксплуатацию, должна осуществляться по отдельно налаженным системам, соответствующим этапам ввода технологического оборудования с оформлением соответствующих актов.

К акту приёмки в эксплуатацию систем автоматизации должна прилагаться следующая документация СП 77.13330.2016:

- перечень уставок устройств, технических средств автоматизации и значений параметров настройки систем автоматического управления (регулирования);
- программы и протоколы испытаний систем автоматизации;
- принципиальные схемы из комплекта рабочей документации автоматизации со всеми изменениями, внесенными и согласованными с заказчиком в процессе производства пусконаладочных работ (один экземпляр);
- паспорта и инструкции предприятий-изготовителей технических средств автоматизации, дополнительная техническая документация, полученная от заказчика в процессе пусконаладочных работ;
- эксплуатационная документация - руководство пользователя, инструкция по эксплуатации и пр.

9.2 Эксплуатация и сопровождение АСУ ТП

Эксплуатация и сопровождение комплекса технических средств (КТС) АСУ ТП начинается с даты подписания акта о передаче системы в эксплуатацию. Дальнейшая ответственность за работоспособность АСУ ТП лежит на соответствующих службах заказчика и обслуживающей организации на основании заключенного договора. Взаимоотношения заказчика и обслуживающей организацией строятся на основании договора и регламента взаимоотношений, являющегося неотъемлемой частью договора.

Эксплуатация и сопровождение АСУ ТП осуществляется на основании требований изготовителя оборудования по техническому обслуживанию изложенных в руководстве по эксплуатации, ГОСТ 30852.16-2002 (МЭК 60079-17:1996) (часть 17), требований нормативной документации РФ и регламента взаимоотношений между заказчиком и обслуживающей организацией на основании графиков технического обслуживания, утвержденных техническим руководителем заказчика.

Эксплуатация и сопровождение АСУ ТП разделяется на два этапа:

- выполнение работ по техническому обслуживанию в период гарантийных

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист
30

обязательств разработчиков по контракту на создание АСУ ТП и изготовителей оборудования;

– выполнение работ по техническому обслуживанию в послегарантийный период.

В первом случае отказы оборудования и программного обеспечения устраняются на основании гарантийных обязательств изготовителей оборудования и разработчика АСУ ТП, во втором случае - за счёт средств заказчика.

9.3 Техническое обслуживание и ремонт системы

Работы, связанные с техническим обслуживанием (ТО) и текущим ремонтом (ТР) систем, в соответствии с действующими законами Российской Федерации, техническими регламентами и в соответствии с требованиями, предъявляемыми национальными стандартами, сводами правил и технической (эксплуатационной) документацией на системы и их составные части, а также с регламентами на проведение ТО и ТР систем.

ТО систем должно осуществляться на плановой основе (ГОСТ Р 53195.2, 7.11), проводиться с периодичностью, установленной регламентом на проведение ТО системы, при этом должно обеспечиваться выполнение плана проведения процедур ТО систем, а также процедур ТО (поддержки) программного обеспечения системы (в соответствии с ГОСТ Р 53195.2, 7.16).

График проведения ТО системы должен быть разработан и утверждён до сдачи-приёмки объекта в эксплуатацию.

Ремонт и техобслуживание комплекса технических средств АСУ ТП, а также программное сопровождение должны выполнять специализированные производственные подразделения.

Вид технического обслуживания комплекса технических средств - периодический. Профилактическое обслуживание должно производиться 1 раз в 3 месяца.

При проведении работ по ТО и ТР систем необходимо:

– соблюдать периодичность и виды работ в объёмах, предусмотренных технической документацией обслуживаемой системы и её составных частей;

– регулярно осуществлять ведение документации, связанной с проведением ТО и ТР системы, предусмотренной нормативными документами на ТО и ТР;

– применять контрольно-измерительные приборы, средства испытаний, инструменты, принадлежности, запасные части и материалы (в том числе расходные), соответствующие требованиям нормативно-технической документации и технической документации производителя системы и её составных частей;

– при проведении ТР системы осуществлять замену вышедших из строя составных частей на аналогичные, при невозможности – на основании ведомости замены завода-изготовителя.

Если для проведения работ по ТО и ТР требуется временное отключение системы

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

или её части, либо ограничение её функций, то должны быть предприняты компенсирующие меры по сохранению уровня безопасности здания или сооружения в период проведения этих работ.

При выявлении в ходе эксплуатации и ТО системы неисправности основного устройства, составляющего системы (но до истечения назначенного срока службы), необходимо произвести средний или капитальный ремонт системы, с целью восстановления его ресурса.

По окончании ремонтных работ должен быть составлен акт об оценке продления ресурса системы, должны быть внесены изменения в исполнительную документацию и проведена оценка соответствия системы требованиям функциональной безопасности.

При достижении системой или её составными частями предельного состояния (срока службы), в том числе после ремонта системы, её составные части подлежат выводу из эксплуатации и списанию. К моменту достижения системой предельного состояния следует принять меры к созданию новой системы.

В период эксплуатации системы необходимо обеспечивать правильное и своевременное ведение эксплуатационной документации на ТО и ТР системы.

Эксплуатационная документация на ТО и ТР системы должна содержать в хронологическом порядке минимально необходимую информацию, позволяющую однозначно идентифицировать систему, подлежащую ТО и ТР, защищаемый объект и место её установки на объекте, осуществлять планирование и проведение работ по ТО и ТР системы, контролировать содержание, объём и качество выполненных работ, а также накапливать статистический материал о поведении системы и проведении ТО и ТР в целях совершенствования системы и порядка проведения ТО и ТР.

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

10 Сведения о категории земель, на которых располагается объект капитального строительства. Решение по численности, квалификации и функциям персонала АСУ ТП, режимам его работы, порядку взаимодействия

Режим работы оперативного персонала с системой – периодический, без постоянного присутствия.

Пользователями системы являются технологические и оперативные службы Заказчика.

Для подготовки персонала к работе с АСУ ТП должно быть проведено обучение персонала с проверкой знаний и сдачей экзаменов.

Поставщик РСУ и ПА3 должен предусмотреть обучение и аттестацию оперативного персонала (операторов технологического оборудования) заказчика безопасному управлению технологическим процессом и основным методам работы с АСУ ТП по согласованной программе в объёме не менее 40 часов с выдачей сертификатов, подтверждающих, что обучаемый прошёл курс обучения и аттестацию на право эксплуатации и обслуживания АСУ ТП.

Поставщик РСУ и ПА3 должен предусмотреть обучение инженеров сервисного персонала АСУ ТП базовому и расширенному пакету конфигурирования.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист		
			1	-	Зам.	233-22			09.08.22	33
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.	Дата	

11 Описание программного обеспечения

Программное обеспечение (ПО) должно обеспечивать выполнение функций, реализуемых системой:

- конфигурирования требуемых алгоритмов контроля, регулирования и защиты;
- отображения информации, сигнализации и архивирования данных.

Станция телемеханики поставляется комплектно с программным обеспечением.

ПО ПЛК должно иметь возможность выполнять следующие функциональные задачи:

– задание с верхнего уровня на ПЛК всех уставок для работы технологических защит и блокировок;

– задание с верхнего уровня на ПЛК типоразмеров датчиков и типов термодатчиков (при измерении этих параметров не должна возникать необходимость внесения изменения в алгоритмах ПЛК);

– блокировку датчиков, участвующих в отработке технологических защит и аварий, с верхнего уровня, с целью исключения их из процесса анализа;

– снятие и установку защит и аварий с верхнего уровня;

– проведение инициализации уставок, датчиков и термодатчиков всех типоразмеров базовыми значениями с верхнего уровня при холодном перезапуске системы.

ПО системы должно строиться по модульному принципу.

Операционная система, служебные программы, связанное ПО и базовое ПО должны быть стандартными и основываться на широкодоступных программных пакетах.

Требование к независимости программных средств от используемых средств вычислительной техники и операционных систем - работа ПО системы должна обеспечиваться на любой ПЭВМ, совместимой с IBM.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
			1	-	Зам.	233-22		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

12 Ссылочные нормативные документы

Обозначение документа, на который дана ссылка	Номер раздела, подраздела, приложения документа, на который дана ссылка
№69-ФЗ от 21.12.1994 г. О пожарной безопасности	5.2
№116-ФЗ от 21.07.1997 г. О промышленной безопасности опасных производственных объектов	5.2
№123-ФЗ от 22.07.2008 г. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности	6
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	5.1
ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности	5.2
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы стадии создания	8
ГОСТ 59792-2021 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем	8, 8.3
ГОСТ 30852.16-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 17. Проверка и техническое обслуживание электроустановок во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)	3.1
ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия	6
ГОСТ Р 53195.2-2008 Безопасность функциональная связанных с безопасностью зданий и сооружений систем. Часть 2. Общие требования	9.3
ГОСТ 14254-2015 (ред. от 01.11.2019) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)	5.1
СП 18.13330.2019 Генеральные планы промышленных предприятий	6

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22	ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		35

СП 4.13130.2013	Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям	6
СП 231.1311500.2015	Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности	4
СП 60.13330.2020	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха	4
СП 76.13330.2016	Электротехнические устройства	6
СП 77.13330.2016	Системы автоматизации	6, 9.1
ПУЭ (7-е издание)	Правила устройства электроустановок	5.1, 5.2, 6
ТУ-ГАЗ-86	Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов	4

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

36

Приложение А. Опросные листы на оборудование КИПиА (справочное)

1. Опросный лист на манометр показывающий (0...6 МПа)
2. Опросный лист на манометр показывающий (0...25 МПа)
3. Опросный лист на указатель уровня
4. Опросный лист на переносной газоанализатор
5. Опросный лист на станцию телемеханики ТМ
6. Опросный лист на радиомодем
7. Опросный лист на радиоантенну
8. Опросный лист на датчик загазованности

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
1	-	Зам.	233-22		09.08.22	37		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

1. Опросный лист на манометр показывающий (0...6 МПа)

1 Общая часть

1.1 Назначение

Манометр показывающий применяется для измерения значения давления контролируемой среды по месту.

1.2 Условное обозначение

PG201...PG220

1.3 Климатические условия района эксплуатации

Таблица 1

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПАРАМЕТР	
1.3.1	Район эксплуатации	Томская область, Парабельский район	
1.3.2	Строительно-климатическая зона района строительства и подрайон в соответствии СП 131.13330.2012	1.3.2.1. Климатический район	I
		1.3.2.2. Климатический подрайон	ИД
1.3.3	Расчетная зимняя температура окружающего воздуха с обеспеченностью 0,92 согласно СП 131.13330.2012	1.3.3.1. Наиболее холодной пятидневки	Минус 44°С
		1.3.3.2. Наиболее холодных суток	Минус 47°С
1.3.4	Абсолютная температура окружающего воздуха	1.3.4.1. Абсолютная минимальная	Минус 52°С
		1.3.4.2. Абсолютная максимальная	Плюс 37°С
1.3.5	Сейсмичность района, баллы по шкале Рихтера, менее	6	

2 Требования к проектированию, изготовлению и поставке оборудования

Таблица 2

12.1 Назначение и основные характеристики	
Позиционные обозначения: PG201,...., PG220	
Назначение	Технический манометр предназначен для измерения и отображения показаний давления по месту нефти в обвязке добывающей скважины и нефтегазосборном трубопроводе до и после электроприводной задвижки
Информация о процессе	
Область применения	Нефтехимическая промышленность
Наименование измеряемой среды	Нефть
Измеряемый параметр	Избыточное давление
Давление среды	4 МПа
Температура рабочей среды	От плюс 10 °С до плюс 25°С
Характеристики прибора	
Диапазон измерений (шкала прибора)	от 0 до 6 МПа
Класс точности	1,5
Материал корпуса	Сталь

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22	ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		38

Диаметр корпуса	160 мм
Расположение штуцера	Радиальный без фланца
Резьбовое соединение с технологическим процессом	M20x1,5 (наружная)
Материал контактирующих частей	Латунь
Клапанный блок	Требуется
Степень защиты от воздействий пыли и воды	IP54
Наличие сертификата об утверждении типа средств измерений (о регистрации в Государственном реестре средств измерений)	Да
Наличие сертификатов соответствия Техническому регламенту ТС	Да Разрешительная документация: 1. документы, подтверждающие соответствие требованиям технических регламентов (национальных, либо Таможенного союза) или действующее разрешение на применение, выданное Ростехнадзором в комплекте с заключением экспертизы промышленной безопасности и копией письма о его утверждении и регистрации (для случаев, когда заключение указано в разрешении как основание для выдачи разрешения на применение); 2. копия сертификата ГОСТ Р (в случае, если продукция подлежит обязательной сертификации в системе ГОСТ Р, или подлежала до вступления в силу соответствующего технического регламента, при условии, что сертификат ГОСТ Р выдан также до вступления в силу соответствующего технического регламента, и при этом не окончен срок переходного периода, установленный техническим регламентом); 3. отметку/свидетельство для приборов и средств измерений/автоматизации по проведению проверки от аккредитованного центра в установленном порядке в области обеспечения единства измерений; 4. товаросопроводительная документация (комплектная ведомость, упаковочный лист, отгрузочная спецификация на комплектующие изделия (запорную арматуру, средства измерения, контроля и автоматизации и другие изделия).
Заводской номер	Да
Межповерочный интервал	не менее 2 лет

Требования к клапанному блоку:

Тип	Двухвентильный с дренажным клапаном
Технологическое соединение	M20x1.5 наружная
Тип соединения с датчиком	M20x1,5 внутренняя
Прокладки в комплекте	Требуется
Класс герметичности по ГОСТ 9544-2005	A
Дополнительные сведения	
Класс взрывоопасности зоны места установки прибора по ПУЭ	B-Ig
Класс взрывоопасной зоны места установки прибора по Федеральному закону от 22.07.2008 №123-ФЗ	2

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						Лист
												39
	1	-	Зам.	233-22		09.08.22						
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата						

«Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	
Категория и группа взрывоопасных смесей места установки прибора по ПУЭ, глава 7.3	IIA T2, IIA T3

Стабильность при циклических нагрузках и виброустойчивость

Модель, тип прибора, документация должны быть согласованы с проектной организацией и Заказчиком.

Комплект поставки:

1. Прибор
2. Двухвентильный клапанный блок
3. Красная пластина на уровне деления, соответствующего рабочему давлению в пределах 2/3 шкалы
4. Табличка из нержавеющей стали с указанием позиции прибора
5. Паспорт
6. Методика поверки
7. Руководство по эксплуатации
8. Сертификат соответствия
9. Номер записи в реестре поверки средств

В качестве средств измерения должно быть преимущественно применено оборудование отечественного производства.

12.2 Охрана труда, промышленная и пожарная безопасность

Требования по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования и охране труда, обеспечивающую безопасную работу персонала. Требования к защитным мерам	Конструкция прибора должна быть выполнена таким образом, чтобы обслуживающий персонал не подвергался опасным и вредным воздействиям электрического тока, электромагнитных полей и токсичных, химических веществ. Конструкция прибора должна удовлетворять международным стандартам в области охраны труда и техники безопасности и особым требованиям конечного Пользователя.
--	---

12.3 Особые требования

Требования к надежности оборудования	Прибор должен функционировать в непрерывном режиме круглосуточно
Требования к техническим услугам завода-изготовителя (Поставщикам)	Необходимо наличие офиса (представительства) продаж и/или сервисно-технической поддержки в РФ с целью качественного и оперативного взаимодействия с Поставщиком/Производителем оборудовании
Требования к проведению приемочных испытаний	Поставщик должен пройти опытную зону по тестированию оборудования в соответствии с утвержденной программой и методикой испытания (ПМИ) с целью демонстрации Заказчику: <ul style="list-style-type: none"> - поставленное оборудование установлено и функционирует в соответствии с Техническими требованиями; - оборудование пригодно для использования в действующей конфигурации сети Заказчика - оборудование совместимо с имеющимся оборудованием сети Заказчика. Обеспечение поставки дополнительного оборудования, необходимого для проведения испытаний и не входящего в список поставляемого оборудования Заказчику для функционирования/обслуживания Систем, является обязательством Поставщика. Опытная зона должна проводиться представителем Заказчика с участием представителей Поставщика. Результаты должны быть зарегистрированы протоколом и заверены подписями ответственных лиц, как со стороны

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

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

	Заказчика, так и со стороны Поставщика
Требования к унификации и совместимости системы	<p>Должно быть обеспечено неконфликтное взаимодействие и полная интеграция с уже установленным на сети оборудованием для всех функций и услуг (при необходимости). Перечень функций и услуг должен быть согласован на стадии закупки с Заказчиком.</p>
Требования к контрольно-измерительной аппаратуре	<p>Поставщик должен предоставить рекомендованный список приборов, необходимых для проведения эксплуатации оборудования (локализации неисправностей и их устранения, а также проверки соответствия параметров установленным нормам). Заказчик решает вопрос о целесообразности приобретения средств измерения для эксплуатационных целей у Поставщика оборудования, либо непосредственно у фирм-поставщиков измерительного оборудования. Заказчик производит закупку измерительных приборов для технической эксплуатации по отдельным контрактам. Контрольно-измерительное оборудование, используемое при пуско-наладочных работах, должно поставляться Поставщиком. Контрольно-измерительное оборудование должно быть укомплектовано шнурами, переходниками и приспособлениями для подключения к испытываемому оборудованию. Приемно-сдаточные испытания должны производиться с использованием средств измерения, имеющих сертификат об утверждении типа Росстандарта РФ, свидетельства о поверке либо калибровочные сертификаты, выданные аккредитованными метрологическими лабораториями. Техническая документация изготовителя должна содержать сертификат соответствия техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» утвержденный РК ТС от 18.10.2011 № 823.</p>
Требования к транспортировке и хранению	<p>Оборудование в упакованном виде должно выдерживать транспортирование наземным, водным и воздушным транспортом (в герметизированных отсеках) при температуре от минус 55 °С до плюс 50 °С и относительной влажности до 95 % при плюс 25 °С, а также в негерметизированных отсеках самолетов при пониженном атмосферном давлении 1,2х104 Па (90 мм рт. ст). Производитель должен предоставить максимальные транспортные габариты оборудования. Аппаратура в упакованном виде должна выдерживать хранение в течение года в складских неотапливаемых помещениях при температуре от минус 40 °С до плюс 40 °С, среднемесячном значении относительной влажности 80 % (допускается кратковременное повышение влажности до 100 % при температуре не более +25 °С без конденсации влаги, но суммарно не более 1 месяца в год). Требования к условиям транспортировки и хранения не предъявляются, если ответственность</p>

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

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

	за доставку и последующий монтаж возлагается на Поставщика.
Требования к гарантийным обязательствам	<p>Поставщик должен гарантировать соответствие качества оборудования требованиям настоящих технических требований.</p> <p>Гарантийный срок должен быть не менее 36 месяцев с момента ввода в эксплуатацию оборудования.</p> <p>В течение гарантийного срока Поставщик должен производить безвозмездную замену или ремонт оборудования. Гарантии не распространяются на дефекты, возникающие вследствие некомпетентного обращения, обслуживания, хранения и транспортирования.</p> <p>После истечения гарантийного срока Поставщик должен обеспечить по дополнительному договору послегарантийное обслуживание. Поставщик услуги послегарантийного обслуживания должен обеспечить состав услуг послегарантийной технической поддержки в объеме не менее, чем состав услуг гарантийной поддержки и может быть расширен по согласованию Сторон</p>
Требования к ЗИП	<p>Поставщик должен представить данные о необходимом комплекте ЗИП для обеспечения эксплуатации оборудования в течение гарантийного срока, с учетом географического разнесения предполагаемой конфигурации.</p> <p>Состав ЗИП должен оговариваться в контракте на поставку оборудования.</p> <p>Поставщик должен представить данные о необходимом комплекте ЗИП для обеспечения эксплуатации оборудования, исходя из требований надежности и с учетом топологии сети Заказчика.</p> <p>В технико-коммерческом предложении Поставщика должен быть предложен комплект ЗИП, обязательно включающий модули, как влияющие, так и не влияющие на трафик.</p> <p>Состав ЗИП должен оговариваться в контракте.</p> <p>Поставщик должен гарантировать продажу запчастей по всей номенклатуре поставляемого оборудования в течение всего срока службы аппаратуры (или аналогов с параметрами не хуже заявленный в данном ОЛ).</p>
Требования к ремонту	<p>Должна обеспечиваться возможность быстрой замены поврежденного оборудования резервным с помощью ЗИП и исправления несъемного оборудования.</p> <p>Замена съемных элементов и однотипных блоков, не содержащих элементов эксплуатационной регулировки, должна выполняться без подстройки оборудования.</p> <p>Замена съемных элементов должна обеспечиваться без выключения электропитания.</p> <p>Поставщик в течение гарантийного срока обеспечивает ремонт оборудования. После истечения гарантийного периода по требованию Заказчика Поставщик выполняет необходимый ремонт (предпочтительно в России в сервисном центре фирмы за дополнительную плату или в организованном Заказчиком при содействии Поставщика).</p> <p>Время ремонта, с момента подтверждения факта</p>

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						Лист
1	-	Зам.	233-22		09.08.22	42
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

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

приемки оборудования в ремонт до момента его возврата Заказчику, должно составлять не более 90 календарных дней.

Поставщик представляет Заказчику отчет о каждом проведенном ремонте, указывает причину повреждения и описание выполненной работы, а также ежегодно общую сводную статистическую информацию о проведенных ремонтах.

Перед передачей оборудования Заказчику, оборудование должно быть проверено в лаборатории Сервисной Службы Поставщика/Производителя с подтверждением устранения повреждения. Это необходимо в целях предупреждения ситуации повторной отправки в ремонт и угрозы не предоставления сервиса клиентам Заказчика.

Если в результате проверки в лабораториях Сервисной Службы Поставщика/Производителя оборудования, возвращенное из ремонта, диагностировано, как аварийное, Поставщик/Производитель за свой счет отправит оборудование в повторный ремонт и предоставит Заказчику эквивалентную замену в пределах установленных сроков ремонта

Дополнительные требования

Предмет закупки должен обладать подтвержденными функциональными (потребительскими свойствами), техническими, качественными и эксплуатационными характеристиками.

Подтверждением функциональных (потребительских свойств), технических, качественных и эксплуатационных характеристик является прохождение процедуры ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть».

Информация о прохождении ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» производителей оборудования и программного обеспечения указана в КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, применяемого в БРД ПАО «Газпром нефть» (далее КТ-610).

При отсутствии производителя оборудования и/или программного обеспечения в КТ-610, рекомендуется сформировать заявку на проведение ОПИ/ПЭ/Технического аудита на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» <http://capas.ru/>.

Информация о порядке прохождения ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» размещена на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» (capas.ru).

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

2. Опросный лист на манометр показывающий (0...25 МПа)

1 Общая часть

1.1 Назначение

Манометр показывающий применяется для измерения значения давления контролируемой среды по месту.

1.2 Условное обозначение

PG204.1, PG207.1, PG209.1, PG212.1, PG221

1.3 Климатические условия района эксплуатации

Таблица 1

№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПАРАМЕТР	
1.3.1	Район эксплуатации	Томская область, Парабельский район	
1.3.2	Строительно-климатическая зона района строительства и подрайон в соответствии СП 131.13330.2012	1.3.2.1. Климатический район	I
		1.3.2.2. Климатический подрайон	ИД
1.3.3	Расчетная зимняя температура окружающего воздуха с обеспеченностью 0,92 согласно СП 131.13330.2012	1.3.3.1. Наиболее холодной пятидневки	Минус 44°С
		1.3.3.2. Наиболее холодных суток	Минус 47°С
1.3.4	Абсолютная температура окружающего воздуха	1.3.4.1. Абсолютная минимальная	Минус 52°С
		1.3.4.2. Абсолютная максимальная	Плюс 37°С
1.3.5	Сейсмичность района, баллы по шкале Рихтера, менее	6	

2 Требования к проектированию, изготовлению и поставке оборудования

Таблица 2

2.1 Назначение и основные характеристики

Позиционные обозначения: PG204.1, PG207.1, PG209.1, PG212.1, PG221

Назначение	Технический манометр предназначен для измерения и отображения показаний давления по месту нефти в обвязке добывающей скважины и нефтегазосборном трубопроводе до и после электроприводной задвижки
------------	--

Информация о процессе

Область применения	Нефтехимическая промышленность
Наименование измеряемой среды	Вода
Измеряемый параметр	Избыточное давление
Давление среды	20 МПа
Температура рабочей среды	От плюс 10 °С до плюс 25°С
Характеристики прибора	
Диапазон измерений (шкала прибора)	от 0 до 25 МПа
Класс точности	1,5
Материал корпуса	Сталь

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22	ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		44

«Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	
Категория и группа взрывоопасных смесей места установки прибора по ПУЭ, глава 7.3	IIA T2, IIA T3

Стабильность при циклических нагрузках и виброустойчивость

Модель, тип прибора, документация должны быть согласованы с проектной организацией и Заказчиком.

Комплект поставки:

10. Прибор
11. Двухвентильный клапанный блок
12. Красная пластина на уровне деления, соответствующего рабочему давлению в пределах 2/3 шкалы
13. Табличка из нержавеющей стали с указанием позиции прибора
14. Паспорт
15. Методика поверки
16. Руководство по эксплуатации
17. Сертификат соответствия
18. Номер записи в реестре поверки средств

В качестве средств измерения должно быть преимущественно применено оборудование отечественного производства.

12.2 Охрана труда, промышленная и пожарная безопасность

Требования по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования и охране труда, обеспечивающую безопасную работу персонала. Требования к защитным мерам	Конструкция прибора должна быть выполнена таким образом, чтобы обслуживающий персонал не подвергался опасным и вредным воздействиям электрического тока, электромагнитных полей и токсичных, химических веществ. Конструкция прибора должна удовлетворять международным стандартам в области охраны труда и техники безопасности и особым требованиям конечного Пользователя.
--	---

12.3 Особые требования

Требования к надежности оборудования	Прибор должен функционировать в непрерывном режиме круглосуточно
Требования к техническим услугам завода-изготовителя (Поставщикам)	Необходимо наличие офиса (представительства) продаж и/или сервисно-технической поддержки в РФ с целью качественного и оперативного взаимодействия с Поставщиком/Производителем оборудования
Требования к проведению приемочных испытаний	<p>Поставщик должен пройти опытную зону по тестированию оборудования в соответствии с утвержденной программой и методикой испытания (ПМИ) с целью демонстрации Заказчику:</p> <ul style="list-style-type: none"> - поставленное оборудование установлено и функционирует в соответствии с Техническими требованиями; - оборудование пригодно для использования в действующей конфигурации сети Заказчика - оборудование совместимо с имеющимся оборудованием сети Заказчика. <p>Обеспечение поставки дополнительного оборудования, необходимого для проведения испытаний и не входящего в список поставляемого оборудования Заказчику для функционирования/обслуживания Систем, является обязательством Поставщика.</p> <p>Опытная зона должна проводиться представителем Заказчика с участием представителей Поставщика. Результаты должны быть зарегистрированы протоколом и заверены подписями ответственных лиц, как со стороны</p>

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22	ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		46

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

Требования к гарантийным обязательствам	<p>Поставщика.</p> <p>Поставщик должен гарантировать соответствие качества оборудования требованиям настоящих технических требований.</p> <p>Гарантийный срок должен быть не менее 36 месяцев с момента ввода в эксплуатацию оборудования.</p> <p>В течение гарантийного срока Поставщик должен производить безвозмездную замену или ремонт оборудования. Гарантии не распространяются на дефекты, возникающие вследствие некомпетентного обращения, обслуживания, хранения и транспортирования.</p> <p>После истечения гарантийного срока Поставщик должен обеспечить по дополнительному договору послегарантийное обслуживание. Поставщик услуги послегарантийного обслуживания должен обеспечить состав услуг послегарантийной технической поддержки в объеме не менее, чем состав услуг гарантийной поддержки и может быть расширен по согласованию Сторон</p>								
Требования к ЗИП	<p>Поставщик должен представить данные о необходимом комплекте ЗИП для обеспечения эксплуатации оборудования в течение гарантийного срока, с учетом географического разнесения предполагаемой конфигурации.</p> <p>Состав ЗИП должен оговариваться в контракте на поставку оборудования.</p> <p>Поставщик должен представить данные о необходимом комплекте ЗИП для обеспечения эксплуатации оборудования, исходя из требований надежности и с учетом топологии сети Заказчика.</p> <p>В технико-коммерческом предложении Поставщика должен быть предложен комплект ЗИП, обязательно включающий модули, как влияющие, так и не влияющие на трафик.</p> <p>Состав ЗИП должен оговариваться в контракте.</p> <p>Поставщик должен гарантировать продажу запчастей по всей номенклатуре поставляемого оборудования в течение всего срока службы аппаратуры (или аналогов с параметрами не хуже заявленный в данном ОЛ).</p>								
Требования к ремонту	<p>Должна обеспечиваться возможность быстрой замены поврежденного оборудования резервным с помощью ЗИП и исправления несъемного оборудования.</p> <p>Замена съемных элементов и однотипных блоков, не содержащих элементов эксплуатационной регулировки, должна выполняться без подстройки оборудования.</p> <p>Замена съемных элементов должна обеспечиваться без выключения электропитания.</p> <p>Поставщик в течение гарантийного срока обеспечивает ремонт оборудования. После истечения гарантийного периода по требованию Заказчика Поставщик выполняет необходимый ремонт (предпочтительно в России в сервисном центре фирмы за дополнительную плату или в организованном Заказчиком при содействии Поставщика).</p> <p>Время ремонта, с момента подтверждения факта приемки оборудования в ремонт до момента его</p>								

1	-	Зам.	233-22		09.08.22	ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		48

возврата Заказчику, должно составлять не более 90 календарных дней.
 Поставщик представляет Заказчику отчет о каждом проведенном ремонте, указывает причину повреждения и описание выполненной работы, а также ежегодно общую сводную статистическую информацию о проведенных ремонтах.
 Перед передачей оборудования Заказчику, оборудование должно быть проверено в лаборатории Сервисной Службы Поставщика/Производителя с подтверждением устранения повреждения. Это необходимо в целях предупреждения ситуации повторной отправки в ремонт и угрозы не предоставления сервиса клиентам Заказчика.
 Если в результате проверки в лабораториях Сервисной Службы Поставщика/Производителя оборудования, возвращенное из ремонта, диагностировано, как аварийное, Поставщик/Производитель за свой счет отправит оборудование в повторный ремонт и предоставит Заказчику эквивалентную замену в пределах установленных сроков ремонта

Дополнительные требования

Предмет закупки должен обладать подтвержденными функциональными (потребительскими свойствами), техническими, качественными и эксплуатационными характеристиками.
 Подтверждением функциональных (потребительских свойств), технических, качественных и эксплуатационных характеристик является прохождение процедуры ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть».
 Информация о прохождении ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» производителей оборудования и программного обеспечения указана в КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, применяемого в БРД ПАО «Газпром нефть» (далее КТ-610).
 При отсутствии производителя оборудования и/или программного обеспечения в КТ-610, рекомендуется сформировать заявку на проведение ОПИ/ПЭ/Технического аудита на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» <http://casas.ru/>.
 Информация о порядке прохождения ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» размещена на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» (casas.ru).

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

3. Опросный лист на указатель уровня

1 Общая часть

1.1 Назначение

Датчик-индикатор уровня применяется для местного визуального контроля уровня в подземной дренажной емкости

1.2 Условное обозначение

LG401

1.3 Климатические условия района эксплуатации

Таблица 1

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПАРАМЕТР	
1.3.1	Район эксплуатации	Томская область, Парабельский район	
1.3.2	Строительно-климатическая зона района строительства и подрайон в соответствии СП 131.13330.2012	1.3.2.1. Климатический район	I
		1.3.2.2. Климатический подрайон	ИД
1.3.3	Расчетная зимняя температура окружающего воздуха с обеспеченностью 0,92 согласно СП 131.13330.2012	1.3.3.1. Наиболее холодной пятидневки	Минус 44°С
		1.3.3.2. Наиболее холодных суток	Минус 47°С
1.3.4	Абсолютная температура окружающего воздуха	1.3.4.1. Абсолютная минимальная	Минус 52°С
		1.3.4.2. Абсолютная максимальная	Плюс 37°С
1.3.5	Сейсмичность района, баллы по шкале Рихтера, менее	6	

2 Требования к проектированию, изготовлению и поставке оборудования

Таблица 2

1 Назначение и основные характеристики

Позиционные обозначения: LG401

Назначение	Местный (визуальный) контроль уровня жидкости в емкости
------------	---

Эскиз прибора	См. приложение А
---------------	------------------

Информация о процессе

Наименование измеряемой среды	Наверху - сеноманская вода внизу - нефть
-------------------------------	---

Плотность среды при рабочих условиях	0,831-1,018 т/м ³
--------------------------------------	------------------------------

Характер среды	Спокойная
----------------	-----------

Давление среды	не более 0,07
----------------	---------------

Температура рабочей среды	От плюс 5 °С до плюс 30°С
---------------------------	---------------------------

Место установки	На улице
-----------------	----------

Камера

Материал камеры	09Г2С
-----------------	-------

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист
50

Соединительный размер	
– DN	150
– PN	16
– Форма	Фланцевое, исп. В по ГОСТ 33259-2015
Возможность установки поплавка изнутри ёмкости	Да
Наличие опускной трубы	Нет
Глубина погружения (L), мм	3200
Диапазон измерения (M), мм	150...1600
Высота/диаметр ёмкости (D), мм	2000
Высота патрубка (H), мм	1300
Нижний измеряемый уровень (A), мм	150
Верхний измеряемый уровень (B), мм	1600
Вентиляция	Днище трубки с воздухоотводным вентилем
Сток	Фланцевое соединение со спускным вентилем
Изоляция от холода	Требуется
Местная индикация	
Магнитный индикатор	Требуется
Гравированная шкала	Сантиметр
Диапазон показаний	Начальный уровень 10 см Конечный уровень 17 см
Приставка из акрил. стекла	Нет
Дополнительные сведения	
Класс взрывоопасности зоны места установки прибора по ПУЭ	В-Iг
Класс взрывоопасной зоны места установки прибора по Федеральному закону от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	2
Категория и группа взрывоопасных смесей места установки прибора по ПУЭ, глава 7.3	IIA T2, IIA T3
Степень защиты уровнемера от воздействия пыли и воды	ниже IP65
Высота прозрачного указателя уровня жидкости должна быть не менее чем на 25 мм соответственно ниже нижнего и выше верхнего допустимых уровней жидкости (п. 5.6.6 ПБ 03-576-03).	
Модель, тип прибора, документация должны быть согласованы с проектной организацией и Заказчиком.	
Комплект поставки: 1. Прибор 2. Паспорт 3. Методика поверки 4. Руководство по эксплуатации 5. Сертификат соответствия 6. Свидетельство о поверке	
В качестве средств измерения должно быть преимущественно применено оборудование отечественного производства.	
2 Охрана труда, промышленная и пожарная безопасность	

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

51

Требования по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования и охране труда, обеспечивающую безопасную работу персонала. Требования к защитным мерам	Конструкция прибора должна быть выполнена таким образом, чтобы обслуживающий персонал не подвергался опасным и вредным воздействиям электрического тока, электромагнитных полей и токсичных, химических веществ. Конструкция прибора должна удовлетворять международным стандартам в области охраны труда и техники безопасности и особым требованиям конечного Пользователя.
--	---

3 Особые требования

Требования к надежности оборудования	Прибор должен функционировать в непрерывном режиме круглосуточно
--------------------------------------	--

Требования к техническим услугам завода-изготовителя (Поставщикам)	Необходимо наличие офиса (представительства) продаж и/или сервисно- технической поддержки в РФ с целью качественного и оперативного взаимодействия с Поставщиком/Производителем оборудования
--	--

Требования к проведению приемочных испытаний	<p>Поставщик должен пройти опытную зону по тестированию оборудования в соответствии с утвержденной программой и методикой испытания (ПМИ) с целью демонстрации Заказчику:</p> <ul style="list-style-type: none"> - поставленное оборудование установлено и функционирует в соответствии с Техническими требованиями; - оборудование пригодно для использования в действующей конфигурации сети Заказчика - оборудование совместимо с имеющимся оборудованием сети Заказчика. <p>Обеспечение поставки дополнительного оборудования, необходимого для проведения испытаний и не входящего в список поставляемого оборудования Заказчику для функционирования/обслуживания Систем, является обязательством Поставщика.</p> <p>Опытная зона должна проводиться представителем Заказчика с участием представителей Поставщика. Результаты должны быть зарегистрированы протоколом и заверены подписями ответственных лиц, как со стороны Заказчика, так и со стороны Поставщика</p>
--	---

Требования к унификации и совместимости системы	<p>Должно быть обеспечено неконфликтное взаимодействие и полная интеграция с уже установленным на сети оборудованием для всех функций и услуг (при необходимости).</p> <p>Перечень функций и услуг должен быть согласован на стадии закупки с Заказчиком.</p>
---	---

Требования к контрольно-измерительной аппаратуре	<p>Поставщик должен предоставить рекомендованный список приборов, необходимых для проведения эксплуатации оборудования (локализации неисправностей и их устранения, а также проверки соответствия параметров установленным нормам).</p> <p>Заказчик решает вопрос о целесообразности приобретения средств измерения для эксплуатационных целей у Поставщика оборудования, либо непосредственно у фирм-поставщиков измерительного оборудования.</p> <p>Заказчик производит закупку измерительных приборов для технической эксплуатации по отдельным контрактам.</p> <p>Контрольно-измерительное оборудование,</p>
--	--

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

	<p>используемое при пуско-наладочных работах, должно поставляться Поставщиком.</p> <p>Контрольно-измерительное оборудование должно быть укомплектовано шнурами, переходниками и приспособлениями для подключения к испытываемому оборудованию.</p> <p>Приемо-сдаточные испытания должны производиться с использованием средств измерения, имеющих сертификат об утверждении типа Росстандарта РФ, свидетельства о поверке либо калибровочные сертификаты, выданные аккредитованными метрологическими лабораториями.</p> <p>Техническая документация изготовителя должна содержать сертификат соответствия техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» утвержденный РК ТС от 18.10.2011 № 823.</p>
Требования к транспортировке и хранению	<p>Оборудование в упакованном виде должно выдерживать транспортирование наземным, водным и воздушным транспортом (в герметизированных отсеках) при температуре от минус 55 °С до плюс 50 °С и относительной влажности до 95 % при плюс 25 °С, а также в негерметизированных отсеках самолетов при пониженном атмосферном давлении 1,2х104 Па (90 мм рт. ст). Производитель должен предоставить максимальные транспортные габариты оборудования.</p> <p>Аппаратура в упакованном виде должна выдерживать хранение в течение года в складских неотапливаемых помещениях при температуре от минус 40 °С до плюс 40 °С, среднемесячном значении относительной влажности 80 % (допускается кратковременное повышение влажности до 100 % при температуре не более +25 °С без конденсации влаги, но суммарно не более 1 месяца в год).</p> <p>Требования к условиям транспортировки и хранения не предъявляются, если ответственность за доставку и последующий монтаж возлагается на Поставщика.</p>
Требования к гарантийным обязательствам	<p>Поставщик должен гарантировать соответствие качества оборудования требованиям настоящих технических требований.</p> <p>Гарантийный срок должен быть не менее 36 месяцев с момента ввода в эксплуатацию оборудования.</p> <p>В течение гарантийного срока Поставщик должен производить безвозмездную замену или ремонт оборудования. Гарантии не распространяются на дефекты, возникающие вследствие некомпетентного обращения, обслуживания, хранения и транспортирования.</p> <p>После истечения гарантийного срока Поставщик должен обеспечить по дополнительному договору послегарантийное обслуживание. Поставщик услуги послегарантийного обслуживания должен обеспечить состав услуг послегарантийной технической поддержки в объеме не менее, чем состав услуг гарантийной поддержки и может быть расширен по согласованию Сторон</p>

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

53

Требования к ЗИП

Поставщик должен представить данные о необходимом комплекте ЗИП для обеспечения эксплуатации оборудования в течение гарантийного срока, с учетом географического разнесения предполагаемой конфигурации.

Состав ЗИП должен оговариваться в контракте на поставку оборудования.

Поставщик должен представить данные о необходимом комплекте ЗИП для обеспечения эксплуатации оборудования, исходя из требований надежности и с учетом топологии сети Заказчика.

В технико-коммерческом предложении Поставщика должен быть предложен комплект ЗИП, обязательно включающий модули, как влияющие, так и не влияющие на трафик.

Состав ЗИП должен оговариваться в контракте.

Поставщик должен гарантировать продажу запчастей по всей номенклатуре поставляемого оборудования в течение всего срока службы аппаратуры (или аналогов с параметрами не хуже заявленный в данном ОЛ).

Требования к ремонту

Должна обеспечиваться возможность быстрой замены поврежденного оборудования резервным с помощью ЗИП и исправления несъемного оборудования.

Замена съемных элементов и однотипных блоков, не содержащих элементов эксплуатационной регулировки, должна выполняться без подстройки оборудования.

Замена съемных элементов должна обеспечиваться без выключения электропитания.

Поставщик в течение гарантийного срока обеспечивает ремонт оборудования. После истечения гарантийного периода по требованию Заказчика Поставщик выполняет необходимый ремонт (предпочтительно в России в сервисном центре фирмы за дополнительную плату или в организованном Заказчиком при содействии Поставщика).

Время ремонта, с момента подтверждения факта приемки оборудования в ремонт до момента его возврата Заказчику, должно составлять не более 90 календарных дней.

Поставщик представляет Заказчику отчет о каждом проведенном ремонте, указывает причину повреждения и описание выполненной работы, а также ежегодно общую сводную статистическую информацию о проведенных ремонтах.

Перед передачей оборудования Заказчику, оборудование должно быть проверено в лаборатории Сервисной Службы Поставщика/Производителя с подтверждением устранения повреждения. Это необходимо в целях предупреждения ситуации повторной отправки в ремонт и угрозы не предоставления сервиса клиентам Заказчика.

Если в результате проверки в лабораториях Сервисной Службы Поставщика/Производителя оборудования, возвращенное из ремонта, диагностировано, как аварийное, Поставщик/Производитель за свой счет отправит оборудование в повторный ремонт и предоставит

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

	Заказчику эквивалентную замену в пределах установленных сроков ремонта
Дополнительно	<p>Предмет закупки должен обладать подтвержденными функциональными (потребительскими свойствами), техническими, качественными и эксплуатационными характеристиками.</p> <p>Подтверждением функциональных (потребительских свойств), технических, качественных и эксплуатационных характеристик является прохождение процедуры ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть».</p> <p>Информация о прохождении ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» производителей оборудования и программного обеспечения указана в КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, применяемого в БРД ПАО «Газпром нефть» (далее КТ-610).</p> <p>При отсутствии производителя оборудования и/или программного обеспечения в КТ-610, рекомендуется сформировать заявку на проведение ОПИ/ПЭ/Технического аудита на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» http://capas.ru/.</p> <p>Информация о порядке прохождения ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» размещена на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» (capas.ru).</p>

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

55

Приложение А
Эскиз ёмкости (размеры для справок)

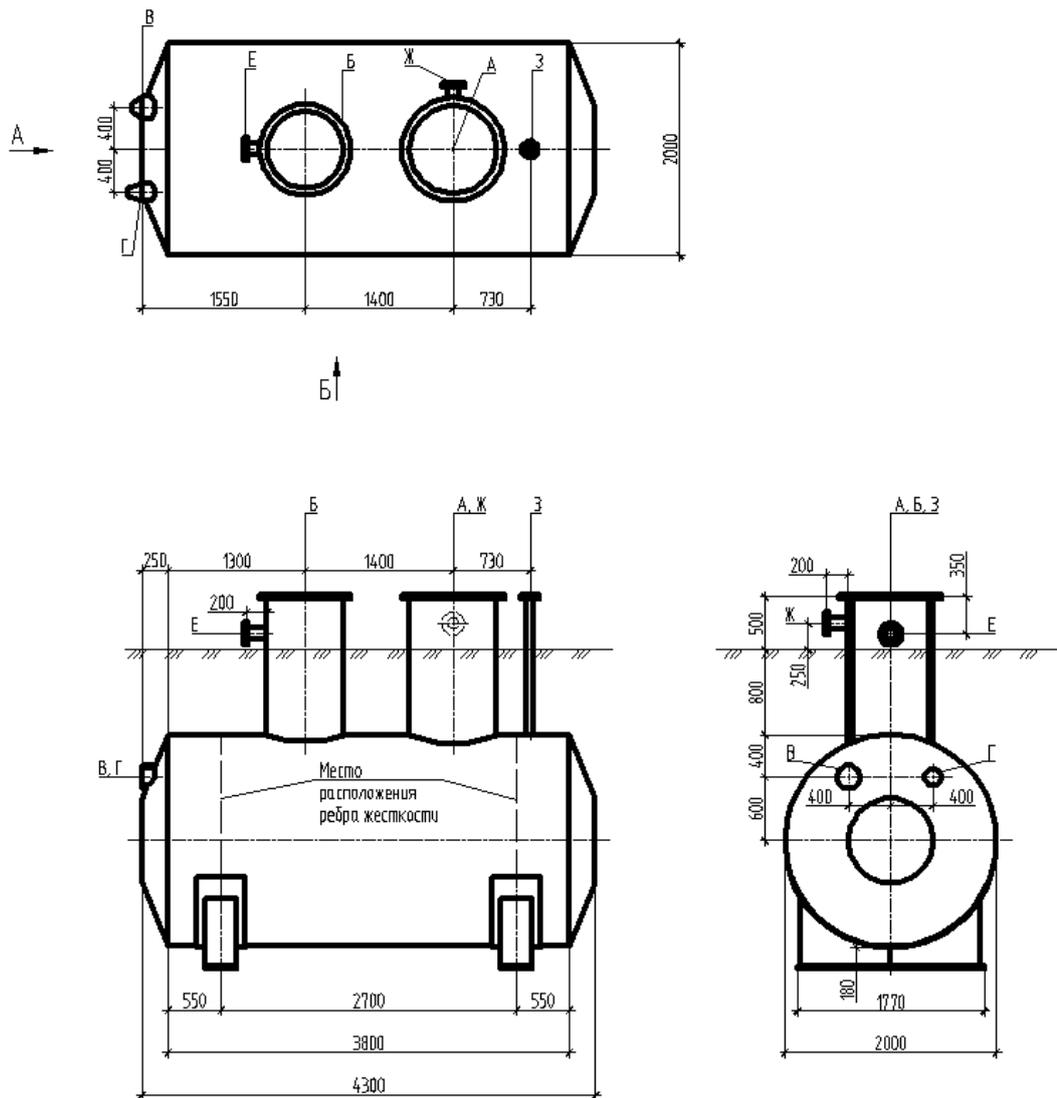


Рисунок 1 – Эскиз ёмкости дренажной подземной

Таблица штуцеров

Обозначение	Наименование	Кол.	Проход условный Ду, мм
А	Люк-лаз	1	800
Б	Люк	1	700
В	Вход продукта	1	200
Г	Выход продукта	1	150
Е	Вход пара	1	100
Ж	Воздушник	1	100
З	Установка уровнемера	1	150

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

4. Опросный лист на переносной газоанализатор

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

на переносной газоанализатор портативный (сумма углеводородов CxHy, кислород)

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Область применения	Контроль содержания кислорода, углеводородов нефти в воздухе рабочей зоны во время проведения работ и при аварийных ситуациях, в целях обеспечения безопасности персонала. Контроль углеводородов на уровне предельно допустимых концентраций (ПДК) в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88	
Исполнение корпуса	Взрывозащищенное, маркировка 1Exd ia IICT4. Вид взрывозащиты – «искробезопасная электрическая цепь ia» по ГОСТ Р 51330.10-99 и «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ Р 51330.1-99; Тип защиты от пыли и брызг: IP66 (прорезиненный, ударопрочный корпус).	
Контролируемый газ	Сумма углеводородов нефти – смесь газов и паров бутана, гексана, метана, пентана, пропана, этана (по метану)	Кислород, O ₂
Диапазон измерений	От 0 до 2500 мг/м ³	От 0 до 30% об.д.
Единицы измерения	мг/м ³	% об.д.
Допускаемая абсолютная погрешность измерений	Не более 25% от ПДК	Не более 5%
Пороги срабатывания сигнализации	Порог 1 – 300 мг/м ³ Порог 2 – 1450 мг/м ³ TWA/STEL сигнализация	Нижний 1: 20% об.доли Нижний 2: 19% об.доли
Сигнализация	Звуковая, Визуальная (на дисплее), Вибрационная, Световая	
Режим работы	Непрерывный	
Установка нуля	Автоматическая, принудительная	
Калибровка	Автоматическая, принудительная	
Диагностика неисправностей	Автоматическая, BAMP-тест (принудительный тест всех сенсоров)	
Дисплей	Графический OLED дисплей непрерывного действия с подсветкой	
Диапазон рабочих температур	От минус 45 °С до плюс 50 °С	
Время непрерывной работы сигнализатора до разряда аккумулятора	Не менее 20 часов в нормальных условиях	
Габаритные размеры, мм, не более	130x70x40	
Масса, г, не более	300	
Энергозависимая память результатов измерений	Запись событий и измеренных значений, в т.ч. среднесменного значения ПДК, с возможностью дальнейшего анализа на ПК	
Дополнительные требования:		
Срок службы прибора не менее 10 лет		
Полная двухлетняя гарантия, включая все датчики		
Возможность замены сенсоров силами заказчика без прохождения специального обучения (согласно руководству по эксплуатации)		
Подтверждение штатной работы прибора мигающим световым маячком		
Цвет корпуса обеспечивает идентификацию прибора в условиях плохой видимости		

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

57

Настройка прибора с помощью одной кнопки. Программное обеспечение, обеспечивающее беспроводное подключение для настройки и диагностики прибора.

Газоанализатор должен быть внесен в государственный реестр средств измерений и иметь действующий сертификат соответствия ТР ТС 012/2011; должен соответствовать требованиям ГОСТ РМЭК 60079-1-2011, ГОСТ IEC 60079-1-2011, ГОСТ Р МЭК 60079-11-2010

Предмет закупки должен обладать подтвержденными функциональными (потребительскими свойствами), техническими, качественными и эксплуатационными характеристиками.

Подтверждением функциональных (потребительских свойств), технических, качественных и эксплуатационных характеристик является прохождение процедуры ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть».

Информация о прохождении ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» производителей оборудования и программного обеспечения указана в КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, применяемого в БРД ПАО «Газпром нефть» (далее КТ-610).

При отсутствии производителя оборудования и/или программного обеспечения в КТ-610, рекомендуется сформировать заявку на проведение ОПИ/ПЭ/Технического аудита на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» <http://capas.ru/>.

Информация о порядке прохождения ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» размещена на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» (capas.ru).

Комплект поставки:

1. Газоанализатор, 1шт.;
2. Клипса для крепления прибора на каску/пояс/со шнурком;
3. Индивидуальное зарядное устройство;
4. Упаковка;
5. Руководство по эксплуатации;
6. Паспорт;
7. Гарантия 2 года на газоанализатор, включая сенсоры;
8. Свидетельство о поверке;
9. Свидетельство об утверждении типа средства измерения;
10. Программное обеспечение для изменения порогов срабатывания;
11. Методика поверки.

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

58

5. Опросный лист на станцию телемеханики

№ п.п.	Наименование	Выбор параметров, технических характеристик, размеров
1	Общие сведения	
1.1	Назначение	Станция управления (телемеханики) (далее по тексту станция ТМ) предназначена для сбора информации с куста скважин и интеграции в систему телемеханики. Станция собирает информацию с объектов кустовой площадки (АГЗУ, скважин, насосов, УДХ, БГ, КТПН, ДЕ и т.д.) при необходимости передает управляющие действия от диспетчера по существующим каналам связи и протоколам обмена.
2	Климатические условия района эксплуатации	
2.1	Район строительства	Парабельский район Томской области
2.2	Строительно-климатическая зона района строительства и подрайон в соответствии СП 131.13330.2012	Климатический район I
		Климатический подрайон IВ
2.3	Расчетная зимняя температура окружающего воздуха с обеспеченностью 0,92 согласно СП 131.13330.2012:	
—	наиболее холодной пятидневки, °С	Минус 40
—	наиболее холодных суток, °С	Минус 44
2.4	Абсолютная температура окружающего воздуха:	
—	абсолютная минимальная, °С	Минус 52
—	абсолютная максимальная, °С	Плюс 37
2.5	Район и расчетное значение веса снегового покрова по СП 20.1330.2016	V район, 2 кПа
2.6	Район и нормативное значение ветрового давления по СП 20.1330.2016	I район, 0,3 кПа
2.7	Сейсмичность района строительства по СП 14.13330.2018, не более, баллов	5
3	Характеристика рабочей среды	
3.1	Рабочая среда	В блоке контроля и управления

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

59

№ п.п.	Наименование	Выбор параметров, технических характеристик, размеров
3.2	Температура, °С	+5 °С ... +40 °С
4	Технические характеристики и основной состав оборудования	
4.1	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 30852.9-2002, 31610.10-2012	-
4.2	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ 7-е и 6-е издания	-
4.3	Температурный класс поверхности для электрооборудования группы II по ГОСТ 30852.0-2002	-
4.4	Категория взрывоопасности смеси по ГОСТ 30852.11-2002	-
4.5	Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	У
4.6	Категория размещения по ГОСТ 15150-69	4
4.7	Степень защиты по ГОСТ 14254-96, не менее	IP54
4.8	Габариты (ВхШхГ), не более, мм	1200x600x300
4.9	Цвет	RAL 7035
4.10	Масса, не более, кг	80
4.11	Вид взрывозащиты	-
4.12	Информационная емкость контроллера	
-	Аналоговые входные сигналы AI	16
-	Аналоговые выходные сигналы AO	-
-	Дискретные входные сигналы DI	40
-	Дискретные выходные сигналы DO (=24 В)	10
-	Цифровой канал связи RS-485 Modbus RTU с оборудованием КИПиА и смежными системами	3
-	Импульсный входной сигнал CI	8
-	Цифровой канал связи Ethernet	1

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

60

№ п.п.	Наименование	Выбор параметров, технических характеристик, размеров
4.13	Сигнализация несанкционированного доступа в шкаф	да
4.14	Сигнализация наличия напряжения питания в шкафу	да
4.15	Сигнализация мин./макс. температуры в шкафу	да
4.16	Резерв по сигналам, не менее	15%
4.17	Устройства индикации, визуализации и ручного управления	
–	Светодиодные индикаторы	нет
–	Кнопки с индикацией	нет
–	Кнопки без индикации	нет
–	Переключатели режима управления	нет
–	Светодиодная панель индикации	нет
–	Графическая, сенсорная панель индикации	нет
4.18	Состав оборудования	<ul style="list-style-type: none"> - программируемый логический контроллер; - модули ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов; - модули интерфейсные; - развязки; - барьеры искрозащиты; - преобразователи и повторители интерфейса; - блок делителей; - блоки питания =24В; - ИБП; - вспомогательное электротехническое оборудование; - разъемы интерфейсные
4.19	Предустановленное ПО для работы с АДКУ2000+	да
5 Требования к изготовлению и конструктивному исполнению		
5.1	Исполнение	Настенное
5.2	Тип замка (одноточечный, трехточечный, два одноточечных, другой)	Одноточечный
5.3	Требования к кабельному вводу	Ввод кабеля через гермовводы Резерв – не менее 1го кабельного ввода по каждому типу кабеля.

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

№ п.п.	Наименование	Выбор параметров, технических характеристик, размеров
-	Контрольные кабели, шт.	- кабель d=11,6 мм 15 шт. - кабель d=13 мм 2 шт. - кабель d=14,8 мм 2 шт. - кабель d=15,6 мм 2 шт. - для кабеля связи d=7-9 мм - 1 шт. Резерв – не менее 1го кабельного ввода по каждому типу кабеля
-	Силовые кабели, шт.	кабель d=11 мм – 1 шт.
5.4	Подключение полевого кабеля	Для подключения полевого информационного кабеля предусмотреть проходные клеммы с пружинным зажимом и возможностью присоединения медных проводов сечением до 2,5 мм ² . Группы клемм должны разделяться между собой маркировочной колодкой. Клеммы для подключения искробезопасных цепей должны быть надежно отделены от искроопасных, выделены цветом и соответствовать требованиям ГОСТ 30852.10-2002. Для организации компактного подключения рекомендуется использовать двухъярусные клеммы.
5.5	Требования к проводке	Электрическую проводку в шкафу контролируемого пункта выполнить в закрытых труднодоступных коробах (кабель-каналах). Провода применить с медными жилами в изоляции из полимерных материалов (за исключением полиэтилена), не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением. Допустимые токовые нагрузки и изоляция проводов должны соответствовать параметрам электрических цепей. Наименьшие допустимые сечения проводов должны быть для многопроволочных (гибких) - 0,35 мм, для однопроволочных - 0,5 мм. Цепи разного назначения выполнять проводами разного цвета, цветовая маркировка должна отвечать требованиям ГОСТ Р 50462-2009. Цепи до =42 В, цепи ~220 В, искробезопасные цепи проложить отдельно
5.6	Требования к маркировке	Маркировка должна быть нанесена на все оборудование шкафа ТМ, цепи с обоих концов проводников, кабели. Маркировка должна быть однозначно читаема, хорошо видна, выполнена в виде наборных элементов заводского изготовления, либо нанесена печатным способом с применением специализированных печатных устройств и материалов, обеспечивающих вышеперечисленные требования в течение всего срока эксплуатации шкафа.

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

62

№ п.п.	Наименование	Выбор параметров, технических характеристик, размеров
5.7	Заземление	В шкафу должна быть предусмотрена шина заземления. Конструктивные элементы шкафа, приборы и оборудование соединить с шиной заземления проводником с классом жилы не менее 3 и сечением жилы 4,0 мм ² (не менее 2,5 мм ² в случае невозможности подключения к оборудованию провода сечением 4 мм ²). Шкаф ТМ должен иметь болт для подключения защитного заземления к общему контуру заземления. Дополнительно предусматривается информационная шина заземления
5.8	Система вентиляции	Да, естественная с применением фильтрующих элементов. Размещение на двери шкафа
5.9	Система обогрева	Нет
6 Требования к системе электроснабжения и освещению		
6.1	Напряжение питания, В	220
6.2	Частота питающей сети, Гц	50
6.3	Потребляемая мощность, не более	300 ВА
6.4	Резервированное питание, тип резервирования (через источник бесперебойного питания, дополнительный аккумулятор)	Через источник бесперебойного питания
6.5	Время обеспечения автономного режима питания, мин.	Не менее 30
6.6	Автоматические выключатели в комплекте	Да
6.7	Внутреннее освещение шкафа	Да
6.8	Вспомогательная внутренняя розетка	Да, подключение через диф. автоматический выключатель
		Все кабельные вводы в шкафах должно быть расположены снизу. Запасные жилы полевых кабелей подключаются в шкафах к запасным клеммам. Все клеммы постоянного тока напряжением более 24В должны быть защищены от случайного прикосновения съемной крышкой из органического стекла и иметь идентификационную бирку. Кабели с разным уровнем напряжения должны быть отделены друг от друга. Вся кабельная разводка должна иметь соответствующие опоры и проложена в кабельных коробах с крышкой.

Индв. № подкл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

63

№ п.п.	Наименование	Выбор параметров, технических характеристик, размеров
		<p>Проектирование монтажа кабелей внутри шкафа выполнить с помощью многожильного медного провода. Использование одножильных проводов не допускается.</p> <p>Проектируемые каналы выходных сигналов должны иметь по одному плавкому предохранителю с индикатором перегорания предохранителя.</p> <p>Дискретные входные сигналы с номиналом напряжения 24В постоянного тока типа "сухой контакт" и потенциальные подключать к модулям дискретного ввода через клеммник с предохранителем или через промежуточные реле.</p> <p>Дискретные входные сигналы с номиналом напряжения 220В переменного тока типа "сухой контакт" и потенциальные подключать к модулям дискретного ввода через промежуточные реле.</p> <p>Для кабелей электропитания изоляция должна быть 600/1000В класса, и 250/400В для кабелей КИПиА.</p> <p>Для осуществления внутришкафного монтажа и подключения датчиков и внешних устройств использовать клеммы с пружинным зажимом. Их конструкция исключает ослабление контактов под действием вибрации</p>

7 Требования к показателям надежности

7.1	Требования по объему гарантий качества оборудования	Согласно документации завода-изготовителя
7.2	Гарантийные обязательства завода-изготовителя (поставщика)	Не менее 24 месяцев со дня ввода оборудования в эксплуатацию, но не более 36 месяцев после отгрузки с предприятия-изготовителя, если больший срок не установлен государственными стандартами РФ
7.3	Минимальный безопасный срок эксплуатации, не менее	8 лет
7.4	Наработка на отказ, не менее	12 000 часов

8 Требования к покрытиям, маркировке и визуальной идентификации

8.1	Применяемые материалы, контактирующие с рабочей средой должны быть устойчивыми к ее воздействию на протяжении всего срока службы оборудования	Требуется
-----	---	-----------

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

№ п.п.	Наименование	Выбор параметров, технических характеристик, размеров
8.2	Маркировка, содержащая: наименование предприятия-изготовителя; товарный знак; заводской номер; номер технических условий, по которым выпущено оборудование (где применимо); год выпуска; масса, кг; знак соответствия государственным стандартам (при его присвоении); маркировка взрывозащиты (при наличии) и т.д.	Требуется

9 Технические услуги завода-изготовителя (поставщика)

9.1	Проектирование	Требуется
9.2	Изготовление, испытания и поставка	Требуется
9.3	Первичная приемка изделия на заводе-изготовителе за счет средств поставщика оборудования	Требуется
9.4	Шефмонтажные работы по согласованию с Заказчиком (если применимо)	Не требуется
9.5	Пусконаладочные работы по согласованию с Заказчиком (если применимо)	Не требуется
9.6	Обучение персонала по согласованной с Заказчиком схеме (если применимо)	Не требуется
9.7	Поверка (с предоставлением подтверждающей документацией)	Не требуется

10 Требования к комплектности поставки

10.1	Шкаф с контроллером, модулями ввода-вывода, необходимой электроаппаратурой и с соблюдением всех требований данного ОП	Требуется
10.2	Комплект ЗИП в объеме 10 % от общего количества каждого типа оборудования, но не менее одной штуки по каждому типу оборудования, по каждому пределу измерения	Требуется
10.3	Общесистемное, инструментальное и прикладное программное обеспечение с комплектом эксплуатационной документации	Требуется
10.4	Разрешительная документация: 1. документы, подтверждающие соответствие требованиям технических регламентов (национальных, либо Таможенного союза) или действующее разрешение на применение, выданное Ростехнадзором в комплекте с заключением экспертизы промышленной безопасности и копией письма о его утверждении и регистрации (для случаев, когда заключение указано в разрешении как основание для выдачи разрешения на применение);	Требуется

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

65

№ п.п.	Наименование	Выбор параметров, технических характеристик, размеров
	2. копия сертификата ГОСТ Р (в случае, если продукция подлежит обязательной сертификации в системе ГОСТ Р, или подлежала до вступления в силу соответствующего технического регламента, при условии, что сертификат ГОСТ Р выдан также до вступления в силу соответствующего технического регламента, и при этом не окончен срок переходного периода, установленный техническим регламентом); 3. отметку/свидетельство для приборов и средств измерений/автоматизации по проведению проверки от аккредитованного центра в установленном порядке в области обеспечения единства измерений; 4. товаросопроводительная документация (комплектная ведомость, упаковочный лист, отгрузочная спецификация на комплектующие изделия (запорную арматуру, средства измерения, контроля и автоматизации и другие изделия).	
10.5	Паспорт	Требуется в соответствии с ГОСТ 2.601- 2013
10.6	Руководство по эксплуатации	Требуется в соответствии с ГОСТ 2.601- 2013
10.7	Комплект конструкторских документов	Требуется в соответствии с ГОСТ 2.601- 2013
10.8	Комплект эксплуатационных документов	Требуется в соответствии с ГОСТ 2.601- 2013
10.9	Комплект эксплуатационных документов на ПО	Требуется в соответствии с ГОСТ 2.601- 2013
10.10	Копия ПО ПЛК в редактируемом формате	Требуется
11 Требования к транспортированию, консервации и хранению		
11.1	Товар доставляется по месту поставки очищенным от пыли и рисков	Требуется
11.2	Требования к хранению	Категорию и условия хранения оборудования указывают в технической документации завода - изготовителя. При назначении категории и условий хранения следует учитывать сроки сохраняемости комплектующих деталей.
11.3	Требования к упаковке	Упаковку следует производить по технической документации на конкретное оборудование
12 Требования к промышленной, пожарной, экологической безопасности и охраны труда		
12.1	Общие требования	Оборудование должно соответствовать всем действующим на территории РФ нормативным документам по безопасности на момент поставки

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

66

№ п.п.	Наименование	Выбор параметров, технических характеристик, размеров
13	Дополнительные требования	
13.1	К данному ОЛ приложить для Поставщика оборудования следующие документы	Схема структурная (ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ГЧ-002)
-		Схема автоматизации (ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ГЧ-003)
-		Перечень контролируемых параметров
13.2	Требование к ПО	Контроллер должен поставляться с предустановленным ПО, которое предусматривает возможность сбора и первичной обработки сигналов с кустовой площадки, а также возможность управления электроприводной задвижкой на выходе АГЗУ. ПО должно обеспечивать реализацию всех объемов автоматизации, указанных в Приложении 1. Станция ТМ должна обеспечить интеграцию в систему телемеханики АДКУ2000+ без применения дополнительного ПО. В комплект поставки входит «Программа управления кустом скважин КП телемеханики (Программа КП ТМ SP). Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2008612692.
13.3	Состав ПЛК	Контроллер – 1 шт. Модуль аналогового ввода – 1 шт. Модуль дискретного ввода – 1 шт.
13.4	Требования к поставщику	Предмет закупки должен обладать подтвержденными функциональными (потребительскими свойствами), техническими, качественными и эксплуатационными характеристиками. Подтверждением функциональных (потребительских свойств), технических, качественных и эксплуатационных характеристик является прохождение процедуры ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть». Информация о прохождении ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» производителей оборудования и программного обеспечения указана в КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, применяемого в БРД ПАО «Газпром нефть» (далее КТ-610). При отсутствии производителя оборудования и/или программного обеспечения в КТ-610, рекомендуется сформировать заявку на проведение ОПИ/ПЭ/Технического аудита на

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

67

№ п.п.	Наименование	Выбор параметров, технических характеристик, размеров
		сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» http://capas.ru/ . Информация о порядке прохождения ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» размещена на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» (capas.ru).

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

68

6. Опросный лист на радиомодем

ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ
1	2
Диапазон частот	2,4 ГГц (2405-2480 МГц)
Стандарт	ZigBee PRO
Мощность передатчика	не более 63 мВт.
Чувствительность приемника	102 дБм.
Дальность передачи сигнала между соседними модемами	<ul style="list-style-type: none"> • в помещении – до 90 м; • на открытой местности – до 4000 м (прямая видимость).
Скорость передачи пользовательских данных	40 Кбит/с
Максимальная скорость обмена данными и технологической информацией в радиоканале	250 Кбит/с
Тип интерфейса:	• RS-485
Подключение антенны	RP-SMA соединитель.
Размеры	92x72x36 мм
Масса	0,08 кг.
Дополнительно	<p>Предмет закупки должен обладать подтвержденными функциональными (потребительскими свойствами), техническими, качественными и эксплуатационными характеристиками.</p> <p>Подтверждением функциональных (потребительских свойств), технических, качественных и эксплуатационных характеристик является прохождение процедуры ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть».</p> <p>Информация о прохождении ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» производителей оборудования и программного обеспечения указана в КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, применяемого в БРД ПАО «Газпром нефть» (далее КТ-610).</p> <p>При отсутствии производителя оборудования и/или программного обеспечения в КТ-610, рекомендуется сформировать заявку на проведение ОПИ/ПЭ/Технического аудита на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» http://capas.ru/.</p> <p>Информация о порядке прохождения ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» размещена на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» (capas.ru).</p>

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

7. Опросный лист на радиоантенну

ПАРАМЕТР		ЗНАЧЕНИЕ	
1		2	
диапазон частот		2400...2483 МГц	
коэффициент усиления (на кронштейне), дБи		2,0	
КСВ, типовое значение (не более)		1,6	
длина кабеля, м		5	
соединитель, тип		RP-SMA-F	
используемый провод, тип		RG-58 A/U	
номинальное значение импеданса, Ом		50	
вес с кронштейном, кг		1,7	
установочные размеры		Ø 77 мм * 75 мм	
диаграмма направленности в горизонтальной плоскости, градусов		360° (круговая)	
диаграмма направленности в вертикальной плоскости (на кронштейне), градусов		35° (возвышение 14°);	
диапазон рабочих температур, °С		-40...80	
грозозащита		заземление по постоянному току	
исполнение корпуса		IP65	
Дополнительно		<p>Предмет закупки должен обладать подтвержденными функциональными (потребительскими свойствами), техническими, качественными и эксплуатационными характеристиками.</p> <p>Подтверждением функциональных (потребительских свойств), технических, качественных и эксплуатационных характеристик является прохождение процедуры ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть».</p> <p>Информация о прохождении ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» производителей оборудования и программного обеспечения указана в КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, применяемого в БРД ПАО «Газпром нефть» (далее КТ-610).</p> <p>При отсутствии производителя оборудования и/или программного обеспечения в КТ-610, рекомендуется сформировать заявку на проведение ОПИ/ПЭ/Технического аудита на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» http://capas.ru/.</p> <p>Информация о порядке прохождения ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» размещена на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» (capas.ru).</p>	

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

8. Опросный лист на датчик загазованности

1 Общая часть

1.1 Назначение

Оптический газоанализатор горючих газов предназначен для контроля дозврывоопасных концентраций метана в целях обеспечения безопасности персонала, работающего во взрывоопасных зонах.

1.2 Условное обозначение

AT502

1.3 Климатические условия района эксплуатации

Таблица 1

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПАРАМЕТР	
1.3.1	Район эксплуатации	Томская область, Парабельский район	
1.3.2	Строительно-климатическая зона района строительства и подрайон в соответствии СП 131.13330.2012	1.3.2.1. Климатический район	I
		1.3.2.2. Климатический подрайон	ИД
1.3.3	Расчетная зимняя температура окружающего воздуха с обеспеченностью 0,92 согласно СП 131.13330.2012	1.3.3.1. Наиболее холодной пятидневки	Минус 44°С
		1.3.3.2. Наиболее холодных суток	Минус 47°С
1.3.4	Абсолютная температура окружающего воздуха	1.3.4.1. Абсолютная минимальная	Минус 52°С
		1.3.4.2. Абсолютная максимальная	Плюс 37°С
1.3.5	Сейсмичность района, баллы по шкале Рихтера, менее	6	

2 Требования к проектированию, изготовлению и поставке оборудования

Таблица 2

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПАРАМЕТР
2.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ОСНОВНОЙ СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ		
2.1.1	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 30852.9-2002, 31610.10-2012	Зона класса 2
2.1.2	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ 7-е и 6-е издания	B-Ig
2.1.3	Степень защиты по ГОСТ 14254-96, не менее	IP67
2.1.4	Соответствие ГОСТ 13320-81 (с изм. 1,2,3,4)	Требуется
2.1.5	Вид взрывозащиты	«Взрывонепроницаемая оболочка» в соответствии
2.1.6	Контролируемый газ	метан
2.1.7	Тип газоанализатора	Стационарный
2.1.8	Канальность	Одноканальный
2.1.9	Электропитание	Номинальное: 24В пост. тока; Диапазон: 18...32 В пост. тока.
2.1.10	Потребляемая мощность, не более, ВА	При активации функции обогрева – не более 5,5 Вт,

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА		ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПАРАМЕТР							
2.1.11	Выходной сигнал		- аналоговый информационный сигнал: 4...20 мА; - HART-интерфейс; - цифровой сигнал в стандарте RS-485 с интерфейсом Modbus RTU; - срабатывание контактов реле «Превышение порога загазованности» и «Неисправность»							
2.1.12	Время прогрева газоанализатора		не более 10 мин. до выхода в режим измерений							
2.1.13	Пределы допускаемой вариации показаний выходных аналогового и цифрового сигналов		Не более 0,5 в долях от пределов допускаемой основной погрешности							
2.1.14	Изменение выходных аналогового и цифрового сигналов за регламентированный интервал времени 24 ч		Не более 0,5 в долях от пределов допускаемой основной погрешности							
2.1.15	Среднее время установления выходных аналогового и цифрового сигналов по уровню		T _{0,9} – 20 с.; T _{0,5} – 10 с.							
2.1.16	Диапазон показаний (преобразований), %НКПР		0...100							
2.1.17	Сейсмостойкость		При воздействии землетрясений интенсивностью 9 баллов по MSK-64 при уровне установки над нулевой отметкой да 10 м по ГОСТ 30546.1-98							
2.1.18	Индикация		Светодиодная индикация режимов функционирования Трехцветная светодиодная индикация (зеленый «норма», оранжевый «неисправность», красный «превышение порога загазованности»)							
2.1.19	Пределы дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды на каждые 10°C в диапазоне от минус 60 до 85 °C		Не более 0,5 в долях от пределов допускаемой основной погрешности							
2.2. ХАРАКТЕРИСТИКИ РАБОЧЕЙ СРЕДЫ										
2.2.1	Рабочая среда		Воздух с парами метана							
2.3. ТРЕБОВАНИЕ К ИЗГОТОВЛЕНИЮ И КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ										
2.3.1	Тип прибора		Стационарный оптический газоанализатор							
2.3.2	Габаритные размеры корпуса, мм, не более		245x135x135							
2.3.3	Чувствительный элемент		встроенный							
2.3.4	Степень защиты корпуса, IP		IP67							
2.3.5	Материал корпуса		Алюминий или нержавеющая сталь марки 316							
2.3.7	Кабельный ввод	2.3.5.1. Тип кабеля	Без брони с внешним диаметром от 9 до 13 мм							
		2.3.5.2. Материал кабельного ввода	Устойчивый рабочим средам и их парам. Взрывозащищенный							
		2.3.5.3. Муфта соединительная, для крепления металлорукава	Требуется (для металлорукава Ду16)							
2.4. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ										
2.4.1	Основная погрешность, % НКПРП		Не более ±5							
2.5. ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЯМ И ПРИЕМКЕ ОБОРУДОВАНИЯ										
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001			Лист
										72

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПАРАМЕТР					
2.5.1	Проверка количественных характеристик МТР, при которой контролируют количество (вес), наличие сопроводительной документации и комплектующих спецификациям, накладной, счете-фактуре, описи и пр.	Требуется					
2.6. ТРЕБОВАНИЯ К ПОКАЗАТЕЛЯМ НАДЕЖНОСТИ							
2.6.1	Срок безопасной эксплуатации, не менее, лет	10					
2.6.2	Межповерочный интервал, не менее, лет	2					
2.6.3	Гарантийные обязательства завода-изготовителя (поставщика)	Не менее 24 месяцев со дня ввода оборудования в эксплуатацию, но не более 36 месяцев после отгрузки с предприятия-изготовителя, если больший срок не установлен государственными стандартами РФ					
2.7. ТРЕБОВАНИЯ К ПОКРЫТИЯМ, МАРКИРОВКЕ И ВИЗУАЛЬНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ							
2.7.1	Применяемые материалы, контактирующие с рабочей средой должны быть устойчивыми к ее воздействию на протяжении всего срока службы датчика	Требуется					
2.7.2	Применяемые материалы, не контактирующие с рабочей средой должны быть устойчивыми к воздействию воздуха рабочей зоны и паров рабочей среды на протяжении всего срока службы датчика	Требуется					
2.7.3	Маркировка, содержащая: наименование предприятия-изготовителя; товарный знак; заводской номер; номер технических условий, по которым выпущено оборудование (где применимо); год выпуска; масса, кг; знак соответствия государственным стандартам (при его присвоении); маркировка взрывозащиты (при наличии) и т.д.	Требуется					
2.8. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛУГИ ЗАВОДА-ИЗГОТОВИТЕЛЯ (ПОСТАВЩИКА)							
2.8.1	Проектирование	Не требуется					
2.8.2	Изготовление, испытания и поставка	Требуется					
2.8.3	Шефмонтажные работы по согласованию с Заказчиком (если применимо)	Не требуется					
2.8.4	Пусконаладочные работы по согласованию с Заказчиком (если применимо)	Не требуется					
2.8.5	Обучение персонала по согласованной с Заказчиком схеме (если применимо)	Не требуется					
2.8.6	Первичная поверка (с предоставлением подтверждающей документацией)	Требуется					
2.9. ТРЕБОВАНИЯ К КОМПЛЕКТНОСТИ ПОСТАВКИ							
2.9.1	Газоанализатор оптический в комплекте с монтажным кронштейном, согласно требованиям данного опросного листа	Требуется					
2.9.2	Акт испытаний на заводе-изготовителе	Требуется					
2.9.3	Сборочный чертеж (с поперечными видами и разрезами)	Требуется					
2.9.4	Гарантия изготовителя	Требуется					
2.10. ПОДПИСИ И ДАТЫ							
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист 73
1	-	Зам.	233-22		09.08.22		

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

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПАРАМЕТР
2.9.5	Разрешительная документация: 1. документы, подтверждающие соответствие требованиям технических регламентов (национальных, либо Таможенного союза) или действующее разрешение на применение, выданное Ростехнадзором в комплекте с заключением экспертизы промышленной безопасности и копией письма о его утверждении и регистрации (для случаев, когда заключение указано в разрешении как основание для выдачи разрешения на применение); 2. копия сертификата ГОСТ Р (в случае, если продукция подлежит обязательной сертификации в системе ГОСТ Р, или подлежала до вступления в силу соответствующего технического регламента, при условии, что сертификат ГОСТ Р выдан также до вступления в силу соответствующего технического регламента, и при этом не окончен срок переходного периода, установленный техническим регламентом); 3. отметку/свидетельство для приборов и средств измерений/автоматизации по проведению проверки от аккредитованного центра в установленном порядке в области обеспечения единства измерений; 4. товаросопроводительная документация (комплектующая ведомость, упаковочный лист, отгрузочная спецификация на комплектующие изделия (запорную арматуру, средства измерения, контроля и автоматизации и другие изделия).	Требуется
2.9.6	Специализированное программное обеспечение, при наличии (диск, флэш-носитель)	Требуется

2.10. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКИМ ДАННЫМ

2.10.1	Паспорт на каждую отдельную единицу оборудования	Требуется в соответствии с ГОСТ 2.601-2013
2.10.2	Руководство по эксплуатации	Требуется в соответствии с ГОСТ 2.601-2013
2.10.3	Инструкция по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия	Требуется в соответствии с ГОСТ 2.601-2013
2.10.4	Формуляр	Требуется в соответствии с ГОСТ 2.601-2013
2.10.5	Этикетка	Требуется в соответствии с ГОСТ 2.601-2013
2.10.6	В предложение поставщика включить документацию по п.2.10.2 и «карту заказа» с расшифровкой изготовителя для проверки достоверности заявленных характеристик	Требуется

2.11. ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТИРОВАНИЮ, КОНСЕРВАЦИИ И ХРАНЕНИЮ

2.11.1	Товар доставляется по месту поставки очищенным от пошлин и рисков	Требуется
2.11.2	Требования к хранению	Категорию и условия хранения прибора указывают в технической документации завода - изготовителя. При назначении категории и условий хранения следует учитывать сроки сохраняемости комплектующих деталей.
2.11.3	Требования к упаковке	Упаковку следует производить по технической документации на конкретный прибор.

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

74

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПАРАМЕТР
2.12. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОМЫШЛЕННОЙ, ПОЖАРНОЙ, ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЫ ТРУДА		
2.12.1	Общие требования	Требования безопасности к конструкции и при эксплуатации прибора должны соответствовать требованиям следующих нормативных и правовых документов: Федерального закона Российской Федерации от 22 июля 2008 г. №123 - ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"; Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. № 101); Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 марта 2013 г. № 96).
2.13. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ		
2.13.1	Дополнительно	Предмет закупки должен обладать подтвержденными функциональными (потребительскими свойствами), техническими, качественными и эксплуатационными характеристиками. Подтверждением функциональных (потребительских свойств), технических, качественных и эксплуатационных характеристик является прохождение процедуры ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть». Информация о прохождении ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» производителей оборудования и программного обеспечения указана в КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, применяемого в БРД ПАО «Газпром нефть» (далее КТ-610). При отсутствии производителя оборудования и/или программного обеспечения в КТ-610, рекомендуется сформировать заявку на проведение ОПИ/ПЭ/Технического аудита на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» http://capas.ru/ .
Инв. № подл.		
1	-	Зам. 233-22  09.08.22
Изм.	Кол.уч	Лист
№ док	Подп.	Дата
ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001		Лист 75

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

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПАРАМЕТР
		Информация о порядке прохождения ОПИ/ПЭ/Технического аудита в периметре ПАО «Газпром нефть» размещена на сайте Технопарка ПАО «Газпром нефть» (spas.ru).

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

1	-	Зам.	233-22		09.08.22	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

ЗГПНВ-249-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

76

