

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Восток»

ОБУСТРОЙСТВО ШИНГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. КУСТ СКВАЖИН №7. ЧЕТВЕРТАЯ 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

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00

Том 5.7.2

Первый заместитель
генерального директора

13.05.22

Р. З. Бадртдинов

Главный инженер проекта

13.05.22

И. Р. Ибраев



2022

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

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-С-001	Содержание тома 5.7.2	1
ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Текстовая часть	45
ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ГЧ	Графическая часть	3
	Всего листов	49

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

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

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-С-001					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Григорьева			27.04.22
Проверил		Ефимова			27.04.22
Нач. отдела		Соколова			27.04.22
Н. контр.		Ефимова			27.04.22
ГИП		Ибраев			27.04.22
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	Объемы автоматизации	9
5	Комплекс технических средств АСУ ТП	12
5.1	Описание технических средств АСУ ТП	12
5.2	Сведения о наличии сертификатов соответствия	13
5.3	Требования к гарантийному сроку	14
5.4	Требования к ЗИП	15
5.5	Мероприятия метрологического обеспечения АСУ ТП	15
6	Размещение и монтаж комплекса технических средств АСУ ТП	17
7	Питание и заземление комплекса технических средств автоматизации	20
7.1	Обеспечение электропитания	20
7.2	Требования к заземлению	20
8	Подготовка объекта к вводу АСУ ТП в действие	21
8.1	Предварительные испытания	21
8.2	Опытная эксплуатация	21
8.3	Приёмочные испытания	21
9	Эксплуатация и техническое сопровождение АСУ ТП	23
9.1	Передача АСУ ТП в эксплуатацию	23
9.2	Эксплуатация и сопровождение АСУ ТП	23
9.3	Техническое обслуживание и ремонт системы	24
10	Сведения о категории земель, на которых располагается объект капитального строительства. Решение по численности, квалификации и функциям персонала АСУ	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Григорьева			27.04.22
Проверил		Ефимова			27.04.22
Нач. отдела		Соколова			27.04.22
Н. контр.		Ефимова			27.04.22
ГИП		Ибраев			27.04.22

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	45
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»		

ТП, режимам его работы, порядку взаимодействия	26
11 Описание программного обеспечения	27
12 Ссылочные нормативные документы	28
Приложение А. Опросные листы на оборудование КИПиА (справочное)	30
Таблица регистрации изменений	45

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

2

1 Введение

1.1 Основание для разработки проекта

Основанием для разработки проекта является:

– задание на проектирование объекта: «Обустройство Шингиского месторождения. Куст скважин №7. Четвертая очередь», утвержденное генеральным директором АО «Газпромнефть – Восток» А.В. Хохловым.

1.2 Исходные данные для разработки проекта

Исходными данными для проектирования служат:

– задание на проектирование объекта: «Обустройство Шингиского месторождения. Куст скважин №7. Четвертая очередь», утвержденное генеральным директором АО «Газпромнефть – Восток» А.В. Хохловым;

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

2 Основные цели и задачи АСУТП

В составе проекта «Обустройство Шингинского месторождения. Куст скважин №7. Четвертая очередь», предусмотрено строительство технологических объектов:

- добывающие и нагнетательная скважины;
- электроприводная задвижка на выходе АГЗУ.

Эффективная и безопасная эксплуатация указанных объектов обеспечивается применением существующей 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 существующей АСУ ТП являются:

- комплексная автоматизация объектов куста №7 Шингинского 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 существующей АСУ ТП является превращение технологических объектов в автоматизированные производственные звенья, работающие в заданных режимах под оперативным контролем вышестоящих уровней управления.

Существующая АСУ ТП кустовой площадки №7 обеспечивает 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 построенной 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 HART-протоколу;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

4

- 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 существующей 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;

- протоколирование событий и ведение журнала аварийных сообщений.

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

							ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			5

Существующая 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.

Существующая 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

3 Объекты автоматизации

В число объектов автоматизации кустовой площадки №7. Четвертая очередь входят:

- добывающие скважины – 5 шт.;
- нагнетательная скважина с отработкой на нефть – 1 шт.;
- станции управления ЭЦН – 6 шт.;
- скважинная установка дозирования реагента – 2 шт.;
- гребенка нефтяная коллекторная – 1 шт.;
- электроприводная задвижка на выходе существующей АГЗУ – 1 шт.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
								8
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

4 Объемы автоматизации

Данным проектом предусматриваются следующие объемы автоматизации:

1) Для проектируемых добывающих скважин проектом предусматривается:

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

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

- местный контроль буферного давления;
- местный контроль затрубного давления;
- местный контроль давления на выкидном трубопроводе скважины.

3) Для гребенки нефтяной коллекторной:

- местный контроль давления на выходных линиях.

4) Для станций 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;
- сопротивление изоляции;
- частота вращения труб;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- 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:

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

5) Скважинная установка дозирования реагента (СУДР):

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

- состояние насоса-дозатора (вкл./откл.);
- низкая температура хим. реагента;
- уровень хим. реагента;
- давление хим. реагента.

6) Решения по пожарной и газовой безопасности.

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.

7) Электроприводная задвижка

Технологической частью проекта на выходном трубопроводе от АГЗУ предусмотрена задвижка с электроприводом. Проектом по автоматизации для данной задвижки предусматривается:

- телесигнализация положения задвижки: открыта/закрыта;
- телеуправление задвижкой: открыть/закрыть/стоп;
- сигнализация неисправности;

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

							ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
								10
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

– местный контроль давления до и после электроприводной задвижки.

Решение о закрытии задвижки принимает оператор при возникновении следующих аварийных ситуаций:

- при пожаре;
- аварийном отклонении давления от допустимых пределов ($P < P_{min}$, $P > P_{max}$) в общем контроллере существующего АГЗУ;
- аварийном уровне загазованности (40 % КНПР) в технологическом блоке существующего АГЗУ.

Передача данных от технических средств автоматизации и СУ ЭЦН в существующую систему диспетчерского контроля и управления, расположенную в НГДП-4 Шингинского месторождения, осуществляется по существующему каналу связи беспроводного широкополосного доступа.

Подключение к оборудованию связи осуществляется посредством кабельных соединений по интерфейсу Ethernet. СУ ЭЦН подключена с помощью интерфейсного соединения RS-485 (протокол Modbus RTU) и передачи измерительных сигналов в реальном времени. 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 №7 и операторной Шингинского месторождения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		11

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

В помещениях классов В-1а, В-1г приборы 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
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

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

							ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			13

(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;

– 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.

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

						ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		14

– поврежденными и нуждающимися в ремонте и внеочередной поверке.

Интервал калибровки или периодичность поверки манометров принят 1 год.

Метрологический контроль и надзор за средствами измерений должны осуществляться централизованно метрологической службой филиала «Газпромнефть-Восток».

В связи с прямыми измерениями параметров 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).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001			

земли на отдельной от электрических кабелей кабельной полке в стальном коробе (п.п. 2.1.11, 2.1.46, 2.1.47, 2.3.15 ПУЭ). Предусмотрен 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 22.07.2008 г. № 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).

Контрольные и силовые кабели прокладываются на разных кабельных полках, искробезопасные цепи прокладываются в отдельных коробах от искроопасных цепей.

Проектом предусмотрена защита кабелей от механических повреждений при выходе

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

						ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		18

из коробов путем прокладки кабелей в металлорукаве гибком оцинкованном с уплотнением Ду20 РЗ-Ц-Х-20-УЗ (п.п. 2.3.15, 2.1.47 ПУЭ).

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 однотипными 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 сумма сечений проводов и кабелей, рассчитанных по их наружным диаметрам, включая изоляцию и наружные оболочки, не должна превышать 40 %.
- прокладка силовых кабелей пучками и многослойно не допускается.

Инв. № подл.						Подп. и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	
							Лист
							19

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 УЗО 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 БМА, а также индивидуальные точки (шины) заземления для датчиков по месту монтажа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

8 Подготовка объекта к вводу АСУ ТП в действие

Ввод в действие АСУ ТП не предусматривается, так как используется существующая АСУ ТП.

Для существующей автоматизированной системы были проведены 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

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

						ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		21

техническому заданию на создание АСУ ТП, оценки успеха опытной эксплуатации и 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 Р 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. №					ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.

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.	

							ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
								24
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

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. №							Лист
			ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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 ПАЭ 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 объеме не менее 40 часов с выдачей сертификатов, подтверждающих, что обучаемый прошел курс обучения и аттестацию на право эксплуатации и обслуживания АСУ ТП.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
							26

11 Описание программного обеспечения

Существующее программное обеспечение (ПО) обеспечивает выполнение функций, реализуемых системой:

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

Существующий шкаф телемеханики поставлен комплектно с программным обеспечением.

Дополнительно для учета сигналов от проектируемой электроприводной задвижки и для реализации алгоритмов автоматического управления проектируемой задвижкой проектом предусматривается доработка ПО верхнего уровня АРМ диспетчера.

Существующее ПО ПЛК имеет 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.

Существующее ПО системы построено 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:

- a. должна обеспечиваться работа ПО Системы на любой ПЭВМ, совместимой с IBM PC и удовлетворяющей характеристикам, приведенным в разделе 3.6.1.

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

						ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
							27
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

29

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 переносной газоанализатор

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
							30	
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...PG211

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 51°С
		1.3.3.2. Наиболее холодных суток	Минус 52°С
1.3.4	Абсолютная температура окружающего воздуха	1.3.4.1. Абсолютная минимальная	Минус 59°С
		1.3.4.2. Абсолютная максимальная	Плюс 34°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: PG201, ..., PG211

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.	

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

31

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	Не ниже IP65
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.	

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	32

«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	<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.	

						ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			33

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. 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. 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>

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	34

Инд. № 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://casas.ru/>.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
							36

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

PG203.1

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 51°С
		1.3.3.2. Наиболее холодных суток	Минус 52°С
1.3.4	Абсолютная температура окружающего воздуха	1.3.4.1. Абсолютная минимальная	Минус 59°С
		1.3.4.2. Абсолютная максимальная	Плюс 34°С
1.3.5	Сейсмичность района, баллы по шкале Рихтера, менее	6	

2 Требования к проектированию, изготовлению и поставке оборудования

Таблица 2

12.4 Назначение и основные характеристики

Позиционные обозначения: PG203.1

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.	

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

37

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	Не ниже IP65
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.	

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	38

«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.

12.5 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.
--	---

12.6 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	<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.	

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	39

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 истечению 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>

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	41

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.	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

3. 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 1ExibdIICT6. Вид взрывозащиты – «взрывонепроницаемая оболочка Exd» по ГОСТ Р 51330.10-99; Тип защиты от пыли и брызг: IP66 (прорезиненный, ударопрочный корпус).
Контролируемый газ	Метан (CH ₄), этан (C ₂ H ₆), пропан (C ₃ H ₈), бутан (C ₄ H ₁₀), изобутан (C ₄ H ₁₀), петан, изопентан
Диапазон измерений	От 0 до 2500 мг/м ³
Единицы измерения	мг/м ³
Допускаемая абсолютная погрешность измерений	Не более 25% от ПДК
Пороги срабатывания сигнализации	Порог 1 – 300 мг/м ³ Порог 2 – 1450 мг/м ³ TWA/STEL сигнализация
Тип датчика	Термохимический
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 40 °С до плюс 50 °С
Время непрерывной работы сигнализатора до разряда аккумулятора	Не менее 14 часов в нормальных условиях
Электропитание	Аккумуляторная батарея
Время срабатывания в непрерывном режиме, не более	10 с
Габаритные размеры, мм, не более	55x105x50
Масса, г, не более	350
Межповерочный интервал, лет	1
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	

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

ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

43

Цвет корпуса обеспечивает идентификацию прибора в условиях плохой видимости

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ШГПНВ-248-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

