



ТОМСКНИПИНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**«ТОМСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И
ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА»
(АО «ТомскНИПИнефть»)**

**ОБУСТРОЙСТВО ПАЙЯХСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО
УЧАСТКА. ОБУСТРОЙСТВО КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК №2, 6, 7
(ОПР-2). ЛИНЕЙНЫЕ КОММУНИКАЦИИ КП№2, 6, 7**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру
линейного объекта**

**Часть 4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений**

Книга 7. Технологические решения. Автоматизация

D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.7

Том 4.4.7

Заместитель главного инженера по
проектированию обустройства

И.Б. Манжола

Главный инженер проекта

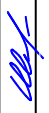
О.Г. Вторушин





Изм.	№	Подп.	Дата
1	2278-23		22.06.23

2023

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	462755

Разрешение		Обозначение	7612		
2278-23		Наименование объекта строительства	Обустройство Пайяхского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок 2 6 7 (ОПР-2)		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
1		Изменения внесены на основании замечаний ООО «РН-ЦЭПиТР», письмо Исх.№ 07_2-265 от 08.06.2023			
		D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.7-СОД-001		3.5	Инв. № 462755
1	1	Внесена информация об изменениях			
		D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.7-ГЧ-001		3.5	Инв. № 462755
1	1	Внесена информация об изменениях			
	3,4	Добавлен дистанционный контроль давления перед запорной арматурой с электроприводом на нефтегазосборном трубопроводе и напорном нефтепроводе			

Согласован	22.06.23	
		
	Шерина	
Н. контр.		

Изм. внес	Устименко		22.06.23	АО «ТомскНИПИнефть» Отдел Автоматизации	Лист	Листов
Составил	Вождаев		22.06.23			
ГИП	Петров		22.06.23			
Утв.	Вторушин		22.06.23			1








Обозначение	Наименование	Примечание
D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.7-СОД-001	Содержание тома 4.4.7	1 Изм.1 (Зам.)
D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.7-ТЧ-001	Автоматизация. Текстовая часть	18
D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.7-ГЧ-001	Автоматизация. Графическая часть	6 Изм.1 (Зам.)
	Всего листов	25

Согласовано	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

						D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.7-СОД-001		
1	-	Зам.	2278-23	<i>Устименко</i>	22.06.2023			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Инв.№ подл. 462755	Разраб.	Устименко	<i>Устименко</i>	22.06.2023	Содержание тома 4.4.7	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Суняйкин	<i>Суняйкин</i>	22.06.2023		П		1
	Н. контр.	Шерина	<i>Шерина</i>	22.06.2023		АО "ТомскНИПИнефть"		
	Гл. спец.	Суняйкин	<i>Суняйкин</i>	22.06.2023				

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность, ФИО	Подпись	Дата
<i>Отдел автоматизации</i>		
Главный специалист, Суняйкин Д.А.		12.04.2023
Ведущий инженер, Бычкова Н.П.		12.04.2023
Инженер 2 категории, Устименко А.		12.04.2023
Инженер 1 категории, Клочков А.С.		12.04.2023
<i>Отдел АСУ ТП</i>		
Главный специалист, Чуруксаев А.В.		12.04.2023
Ведущий инженер, Эккерт И.А.		12.04.2023
<i>Отдел валидации и верификации ПИР</i>		
Нормоконтроль, Шерина В.В.		12.04.2023

СОДЕРЖАНИЕ

1	Общие сведения	3
2	Функции системы	4
3	Объекты и объемы автоматизации	5
4	Описание комплекса технических средств	7
5	Режим функционирования и диагностика	12
6	Размещение и монтаж средств автоматизации	13
7	Электрические и трубные проводки	14
8	Электропитание	15
9	Заземление	16
10	Ссылочные нормативные документы	17
	Таблица регистрации изменений	18

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Наименование объекта проектирования: «Обустройство Пайяхского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок №2, 6, 7 (ОПР-2). Линейные коммуникации КП№№2, 6, 7».

Проектная документация выполнена на основании задания на проектирование, утвержденного генеральным директором АО «Таймырнефтегаз» В.Н. Черновым, приведенного в соответствующем приложении тома D812921/0454Д-33-ПД-402500-ПЗ-01.

Проектная документация выполнена в соответствии с действующей нормативной документацией, с требованиями национальных стандартов и сводов правил, указанных в распоряжении Правительства РФ от 28.05.2021 N 815, в результате применения которого обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ.

Проектной документацией предусматривается оснащение вновь проектируемых технологических объектов и сооружений средствами автоматического контроля и управления.

Автоматизированная система управления технологическим процессом (далее – АСУ ТП) предназначена для реализации функций автоматизированного управления технологическим процессом, а также для эффективной защиты и своевременной остановки технологического процесса при угрозе аварии и ее локализации по заданным алгоритмам.

Основные цели и задачи АСУ ТП:

- безопасность персонала;
- охрана окружающей среды;
- противоаварийная защита;
- контроль и управление технологическими и вспомогательными процессами;
- предоставление достаточного объема информации оперативному персоналу в целях обеспечения безопасного и эффективного управления процессом;
- передача данных в корпоративные системы управления предприятием.

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

2 ФУНКЦИИ СИСТЕМЫ

Основными функциями проектируемой АСУ ТП являются:

- сбор текущих значений параметров технологического процесса (ТП);
- контроль соответствия значений параметров ТП технологическому регламенту и сигнализация нарушений;
- контроль и сигнализация предаварийных состояний;
- регулирование параметров ТП;
- управление исполнительными устройствами по разработанными алгоритмами в соответствии с нормами технологического процесса;
- контроль и сигнализация нарушения санитарного режима (загазованность) и пожара;
- контроль и сигнализация состояния технологического оборудования;
- сигнализация нештатных и аварийных ситуаций;
- сигнализация отказов функций управления;
- визуализация текущих значений параметров в цифровом виде, в виде графиков, цветных мнемосхем и т.п.;
- вычисление расчетных параметров;
- контроль и регистрация действий оператора;
- регистрация данных, нарушений регламентных норм, нештатных и аварийных ситуаций;
- прогнозирование возможной аварии по анализу изменения параметров в сторону критических значений;
- выбор и реализация оптимальных управляющих воздействий по ликвидации аварии;
- проведение операций безаварийного пуска, остановки всех необходимых для этого переключений.

3 ОБЪЕКТЫ И ОБЪЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

В проекте предусматривается оснащение проектируемых технологических объектов кустовых площадок №2, 6, 7 средствами автоматического контроля и управления. Схемы автоматизации приведены в чертежах D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.7-ГЧ-001 листы 3-6.

На кустовых площадках (далее КП) №2, 6, 7 предусматривается оснащение средствами контроля и измерения следующих технологических объектов и сооружений:

- узел приема СОД НПС "Пайяха";
- узел запуска и приема СОД КП №2;
- узел запуска СОД КП №6;
- узел запуска СОД КП №7.

Узел приема СОД НПС "Пайяха"

Автоматизация узла приема СОД НПС "Пайяха" предусматривает:

- а) Местное измерение давления до и после задвижки;
- б) Дистанционное измерение давления до и после задвижки;
- в) Местное измерение температуры по месту переносным термометром (имеется в наличии у производственного персонала);
- г) Дистанционное измерение температуры накладным термопреобразователем;
- д) Контроль состояния, местное и дистанционное управление электроприводной арматурой;
- е) Сигнализацию прохождения очистного устройства по месту (входит в комплект поставки камеры СОД).

Узел запуска и приема СОД КП №2

Автоматизация узла запуска и приема СОД КП №2" предусматривает:

- а) Местное измерение давления до и после задвижки;
- б) Дистанционное измерение давления до и после задвижки;
- в) Местное измерение температуры по месту переносным термометром (имеется в наличии у производственного персонала);
- г) Дистанционное измерение температуры накладным термопреобразователем;
- д) Контроль состояния, местное и дистанционное управление электроприводной арматурой;
- е) Сигнализацию прохождения очистного устройства по месту (входит в комплект поставки камеры СОД).

Узел запуска СОД КП № 6

Автоматизация узла запуска СОД КП № 6 предусматривает:

- а) Местное измерение давления;

- б) Местное измерение температуры по месту переносным термометром (имеется в наличии у производственного персонала);
- в) Сигнализацию прохождения очистного устройства по месту (входит в комплект поставки камеры СОД).

Узел запуска СОД КП № 7

Автоматизация узла запуска СОД КП № 7 предусматривает:

- а) Местное измерение давления;
- б) Местное измерение температуры по месту переносным термометром (имеется в наличии у производственного персонала);
- в) Сигнализацию прохождения очистного устройства по месту (входит в комплект поставки камеры СОД).

4 ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

Структурная схема комплекса технических средств системы телемеханик (далее СТМ) для линейных коммуникаций №2,6,7 приведена в графической части D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.7-ГЧ-001, лист 2.

Проектируемая СТМ строится по трехуровневому иерархическому принципу.

К нулевому уровню АСУ ТП относятся:

- первичные средства измерения и датчики технологических параметров;
- исполнительные механизмы;
- аппаратура местного управления.

Контроль параметров предусмотрен с использованием следующих технических средств:

- местный контроль давления – манометр, измерительная система: трубка Бурдона, класс точности: не более 1,5, тип присоединения: резьба наружная M20x1,5, в комплекте с клапанным блоком, степень защиты по ГОСТ 14254-2015: не ниже IP65; межповерочный интервал не менее 2 лет; климатическое исполнение УХЛ;

- дистанционный контроль давления – датчик избыточного/абсолютного давления, выходной сигнал: аналоговый сигнал 4...20 мА с цифровым сигналом по протоколу HART, предел допускаемой основной приведенной погрешности: $\pm 0,5 \%$, тип присоединения: резьба наружная M20x1,5, степень защиты по ГОСТ 14254-2015: не ниже IP65, вид взрывозащиты: «искробезопасная электрическая цепь»; межповерочный интервал не менее 5 лет; климатическое исполнение УХЛ;

- местный контроль температуры - термометр, тип чувствительного элемента: биметаллическая пружина, без гидрозаполнения, класс точности: 1,0, тип присоединения: резьба наружная M20x1,5, степень защиты по ГОСТ 14254-2015: не ниже IP65; межповерочный интервал не менее 3 лет; климатическое исполнение УХЛ;

- дистанционный контроль температуры – преобразователь температуры в сборе с термопреобразователем сопротивления, выходной сигнал: аналоговый сигнал 4...20 мА с цифровым сигналом по протоколу HART, предел допускаемой основной приведенной погрешности: не хуже $\pm 1,0 \text{ }^\circ\text{C}$, тип присоединения: поверхностный (накладной под хомут), степень защиты по ГОСТ 14254-2015: не ниже IP65, вид взрывозащиты: «искробезопасная электрическая цепь»; межповерочный интервал не менее 5 лет; климатическое исполнение УХЛ.

Исполнение датчиков выбрано исходя из следующих предпочтений:

- выходной сигнал – (4...20) мА / HART;
- присоединение к процессу – резьбовое.

Оборудование, размещаемое во взрывоопасных зонах, имеет вид взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь" или "взрывонепроницаемая оболочка" и уровень взрывозащиты не хуже, чем "взрывобезопасное электрооборудование".

Средства измерений имеют действующие свидетельства (сертификаты) об утверждении типа, описание типа к нему, внесены в Федеральный информационный фонд СИ РФ и допущены к применению в Российской Федерации в установленном порядке. СИ поверены и имеют действующие свидетельства о поверке. Все средства измерения имеют методику поверки.

Все средства измерения обладают показателями точности не хуже типовых значений, приведенных в Положении компании ПАО «НК «Роснефть» № ПЗ-04 Р-0389, версия 3.00.

Средства измерения поверены и имеют действующие свидетельства о поверке и протоколы первичной поверки (выдается со свидетельством о первичной поверке). Все средства измерения имеют методику поверки. Эксплуатационная документация на датчики, измерительные преобразователи, вторичные приборы и другие средства измерения предусматривает проведение регулярных метрологических поверок и/или калибровок, выполняемых в соответствии с требованиями, установленными Госстандартом России.

Средства измерений, предназначенные для работы во взрывоопасных средах, имеют сертификаты соответствия Техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС-012-2011). Остальные СИ и средства автоматизации имеют разрешения на применение на ОПО.

Средства измерений сопровождаются технической и эксплуатационной документацией, документацией по техническому обслуживанию на русском языке и необходимыми услугами по технической поддержке, оказываемыми предприятиями, действующими на территории России.

К первому уровню проектируемой системы автоматизации относятся шкафы телемеханики (шкафы ТМ) выполненные на базе программируемых логических контроллеров (далее ПЛК), которые обеспечивают сбор информации, поступающей с датчиков технологических параметров и формирование команд управления на исполнительные механизмы.

Проектными решениями предусматривается установка шкафов ТМ напольного исполнения одностороннего обслуживания с габаритными размерами не более 2200(В)х800(Ш)х600(Г) мм, с учетом цоколя высотой 200 мм для ввода кабелей в шкафы снизу. Степень защиты шкафов не ниже IP 42 по ГОСТ 14254-2015. Шкафы ТМ устанавливаются в блоке автоматики на площадке узла приема СОД НПС «Пайяха» и в блоке контроля и управления измерительной установки на площадке узла запуска и приема СОД КП№2.

Клеммники входных и выходных цепей шкафа рассчитаны на присоединение медных проводов сечением от 0,5 до 10 мм².

ПЛК имеет следующий состав:

- источник питания;
- модуль контроллера;
- модуль аналогового ввода;
- модуль аналогового вывода;
- модуль дискретного ввода;

- модуль дискретного вывода;
- коммуникационный модуль Ethernet (для подключения к оборудованию связи);
- коммуникационный модуль последовательного интерфейса RS-232/485 (протокол Modbus RTU).

В ПЛК предусматривается возможность замены модулей без остановки системы (“горячая замена”).

Источниками информации для ПЛК являются датчики технологических параметров. Приёмниками информации от ПЛК являются исполнительные механизмы технологического оборудования.

Для визуализации технологического процесса на фасадной панели шкафов ТМ предусмотрена панель оператора с цветным дисплеем 15".

Передача информации от смежных систем противопожарной автоматики осуществляется в соответствии с требованиями п. 5.17 документа СП 484.1311500.2020. Линии связи от оборудования пожарной сигнализации до шкафов ТМ контролируются на обрыв и короткое замыкание. Для этого обмен сигналами со смежными системами противопожарной автоматики выполнен с помощью аналоговых входных сигналов контроллера с использованием токоограничивающих резисторов, а также посредством цифрового интерфейса RS-485, протокол Modbus RTU.

Контроль и управление электроприводной запорной арматуры осуществляется посредством интерфейса RS-485.

Для обеспечения искрозащиты и гальванической развязки сигнала 4...20 мА, проектными решениями предусмотрена установка в шкафах ТМ двухканальных барьеров искробезопасности. Модули имеют активный выход и обеспечивают двунаправленную передачу по HART одновременно с аналоговыми сигналами. Питание модулей выполняется напряжением 24 В постоянного тока. Установка выполняется на стандартную 35 мм профильную шину DIN.

Для защиты оборудования распределенных сетей аппаратуры промышленной автоматизации, цифровых интерфейсов передачи данных, сигнальных линий систем управления и измерения, а также для защиты вторичных цепей питания и др. от импульсных перенапряжений (грозозащита, защита от электростатических разрядов и др.) в шкафах ТМ установлены устройства защиты от импульсных перенапряжений и помех интерфейса.

В шкафах ТМ зажимы искробезопасных электрических цепей надежно отделены от искроопасных. Электрический зазор между зажимами для присоединения искробезопасных и искроопасных цепей составляет не менее 50 мм, при этом расположение зажимов и способ прокладки проводов исключает замыкания между искробезопасными и искроопасными цепями при обрыве или смещении проводника.

В шкафах ТМ предусматриваются резервные каналы ввода-вывода, клеммы, ввода в объеме не менее 15 % от используемых (но не менее одного) для подключения дополнительных

сигналов с датчиков при модернизации или расширении СТМ. Резервные каналы предусмотрены для каждого используемого типа сигналов ввода-вывода.

Помимо расширения СТМ посредством резервных каналов ввода-вывода, предусматривается возможность расширения путем установки и подключения дополнительного оборудования (контроллеров, модулей ввода-вывода, нормирующих преобразователей, барьеров искрозащиты и других аппаратных компонентов т.д.). Под дополнительное оборудование во всех шкафах, панелях, шасси контроллеров учтено свободное место не менее 15 % от общего пространства, предусмотренного для монтажа оборудования, для обеспечения возможности расширения (подключения сигналов) СТМ в объеме до 20 % по аналоговым и 30 % по дискретным каналам ввода-вывода, от используемых.

Для предотвращения несанкционированного доступа к техническим средствам все двери шкафов имеют встроенные запирающие устройства с сигнализаторами открытия дверей и блокируются ключом в закрытом состоянии (технические средства защиты). Сигнализация открытия дверей выводится на экран АРМ с записью в журнал событий.

Гарантированное питание шкафов ТМ обеспечивается источниками бесперебойного питания (далее ИБП). ИБП устанавливаются непосредственно в конструктивах шкафов ТМ.

Время автономной работы средств автоматизации составляет не менее 1 часа.

Второй уровень системы телемеханики включает следующее оборудование:

1. Шкаф серверный СТМ (в АБК Базы производственного обслуживания/АБК Опорной базы промысла Пайяхского ЛУ) в составе:

- Wev сервер;
- сервер точного времени;
- сервер резервного копирования;
- сервер БД (основной/резервный);
- сервер архивов (основной/резервный);
- сервер интеграции (основной/резервный);
- сервер ИБ;
- KVM консоль;
- межсетевые экраны технологической сети (основной/резервный);
- межсетевой экран пограничной защиты (основной/резервный).

2. Шкаф компьютерного оборудования (ШКО) СТМ (в АБК Базы производственного обслуживания/АБК Опорной базы промысла Пайяхского ЛУ) в составе:

- АРМ оператора ЦДНГ (основной/резервный);
- АРМ оператора ЦППД (основной/резервный);
- АРМ РИТС;
- АРМ инженера АСУ ТП;
- АРМ СТОиР.

3. Шкаф ИБП для второго уровня СТМ в АБК Базы производственного обслуживания/АБК Опорной базы промысла Пайяхского ЛУ.

Для второго уровня СТМ предусмотрены резервированные ИБП с монтажом в 19" стойку с выводом сигналов по сети Ethernet, протокол SNMP.

Решения по организации связи и оборудование связи описаны в D812921/0454Д-33-ПД-402000-ТКРЗ и D812921/0454Д-33-ПД-402500-ТКРЗ.

5 РЕЖИМ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И ДИАГНОСТИКА

Аппаратно-программные средства АСУ ТП обеспечивают их работоспособность в непрерывном круглосуточном режиме. Управление технологическим оборудованием осуществляется в автоматическом режиме, в режиме дистанционного по командам оператора. Управление и контроль технологических параметров предусматривается с АРМ операторов.

Для обеспечения непрерывного режима работы необходима разработка комплекса организационных мероприятий и создание службы, выполняющей техническое обслуживание (ТО) средств автоматизации и обеспечивающей их круглосуточную работу.

Техническое обслуживание аппаратно-программных средств представляет собой комплекс мероприятий по поддержанию нормального режима функционирования АСУ ТП в соответствии с требованиями, указанными в нормативно-технической и паспортной документации.

Сроки технического обслуживания должны быть согласованы с графиком ТО основного технологического оборудования.

Периодичность проведения технического обслуживания регламентируется документом, разработанным на предприятии и утвержденным ответственным за эксплуатацию лицом.

Диагностика включает в себя проверку работоспособности датчиков и исполнительных механизмов. Самодиагностика аппаратных средств осуществляется непрерывно в процессе работы АСУ ТП и включает в себя:

- проверку КИП;
- проверку контроллера;
- проверку модулей расширения контроллера;
- проверку работоспособности информационных сетей.

Проверка интеллектуальных датчиков обеспечивается контролем состояний, характеризующих работу КИП.

Проверка контроллера обеспечивается контролем событий (состояний), характеризующих работу процессора.

Проверка модулей расширения обеспечивается постоянным контролем работоспособности включенных в конфигурацию модулей.

Проверка работоспособности сетей Modbus и Ethernet заключается в постоянном контроле прохождения посылок.

6 РАЗМЕЩЕНИЕ И МОНТАЖ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

Монтаж приборов и преобразователей предусматривается непосредственно на технологических трубопроводах или оборудовании с помощью закладных конструкций и отборных устройств. Для возможности монтажа манометра и датчика давления без остановки технологического процесса конструкцией отборного устройства предусмотрен вентиль. Установку приборов контроля давления выполнить с применением клапанных блоков.

Мероприятий по обогреву закладных конструкций не требуется и проектной документацией не предусмотрены, так как трубопроводы, на которых устанавливаются закладные конструкции (отборные устройства), имеют теплоизоляцию. Закладные конструкции полностью погружены под изоляцию трубопровода.

Все монтажные материалы, используемые в проекте, серийно выпускаются отечественной промышленностью, либо изготавливаются монтажными организациями по типовым чертежам, действующим в ассоциации «Монтажавтоматика».

На открытых площадках датчики избыточного давления в термошкафах с взрывозащищенным обогревателем.

Манометры и термометры, устанавливаемые на открытых технологических площадках, применены в исполнении для работы при температуре окружающего воздуха от минус 60 до плюс 50 °С (их обогрев не предусматривается).

Температура воздуха в блоках не ниже 5 °С, в связи с чем, дополнительных мероприятий по обогреву средств автоматизации проектом не предусматривается.

7 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ И ТРУБНЫЕ ПРОВОДКИ

Для электромонтажа по открытым площадкам проектной документацией предусмотрена прокладка кабелей по эстакаде. Наименьшая высота от земли до нижней полки кабельной эстакады по территории не менее 2,5 м. При переходе через автомобильную дорогу наименьшая высота от земли до нижней полки кабельной эстакады не менее 6,0 м. При параллельной прокладке кабельной эстакады и трубопроводов с горючими газами и ЛВЖ обеспечивается расстояние в свету между трубопроводами и кабельной продукцией не менее 0,5 м. По эстакаде кабели прокладываются на отдельной полке в металлическом перфорированном лотке с крышкой. В местах, где существует возможность повреждения кабелей, а также при открытой прокладке на высоте менее 2 м, кабельные линии защищаются металлорукавом или трубой водогазопроводной.

Раскладка кабеля на полках эстакады выполнена с учетом правил разделения цепей, согласно Положения Компании № ПЗ-04 Р-0389 версия 3.00 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам». Электропроводки системы АСУ ТП в открытых кабельных сооружениях (эстакадах) выполнены кабелями для групповой прокладки не распространяющими горение (исполнение – «нг(А)»), в помещениях внутренних электроустановок выполнены кабелями для групповой прокладки не распространяющими горение, с низким дымо- и газовыделением (исполнение – «нг(А)-LS») согласно ГОСТ 31565-2012 и ФЗ от 30.12.2009 № 384-ФЗ.

Для прокладки кабеля во взрывоопасных зонах следует применять кабели с медными жилами в соответствии с требованиями СП 423.1325800.2018. Наименьшее допустимое сечение жил проводов и кабелей электропроводок систем автоматизации во взрывоопасных зонах для медных проводников, подключающих оборудование с видом взрывозащиты Exi (искробезопасные цепи) составляет не менее 0,75 мм², для медных проводников, подключающих оборудование с видом взрывозащиты Exd, составляет не менее 1 мм², что не противоречит требованиям раздела 12.2 таблицы 5 ГОСТ Р МЭК 60204-1-2007 и п.10.2.6 СП 423.1325800.2018. Вводные устройства и контактные зажимы (клеммы) оборудования автоматизации, согласно указаниям заводов-изготовителей, рассчитаны на присоединение проводников сечением жил менее 1 мм².

Для маркировки каждой кабельной линии системы автоматизации применяются металлические информационные бирки с теснением (надписью), обозначение которых выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ.

8 ЭЛЕКТРОПИТАНИЕ

Питание шкафов ТМ, всех АРМ осуществляется переменным напряжением 220 В частотой 50 Гц.

Также гарантированное питание шкафов ТМ, серверной стойки, АРМ обеспечивается источниками бесперебойного питания.

Все ИБП обеспечивают время автономной работы средств автоматизации в течение времени не менее 1 часа.

Гарантированное питание шкафов управления, поставляемых комплектно с технологическим оборудованием (блочная поставка), обеспечивается ИБП, предусмотренными в комплекте поставки (время автономной работы не менее 1 часа). ИБП устанавливаются непосредственно в конструктивах соответствующих шкафов.

Для питания входных/выходных цепей контроля и измерения в шкафах ТМ предусматриваются стабилизированные блоки питания 24 В постоянного тока.

9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

При подключении приборов выполняется защитное заземление в соответствии с решениями проекта. При помощи заземляющих проводников и стальных полос на контур защитного заземления подключаются корпуса шкафов, кабельные лотки, защитные трубы, металлорукав. Для всех экранированных кабелей в проекте предусмотрено электрическое соединение экрана с заземлителем только в одной точке, расположенной вне взрывоопасной зоны, со стороны шкафов ТМ.

Для защитного заземления и функционального заземления цепей технологических контроллеров предусмотрены изолированные контуры, с подключением к главной заземляющей шине в одной точке, в соответствии с ГОСТ Р 50571-4-44.

10 ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Разработка АСУ ТП выполнена в соответствии с действующими нормативными и руководящими документами:

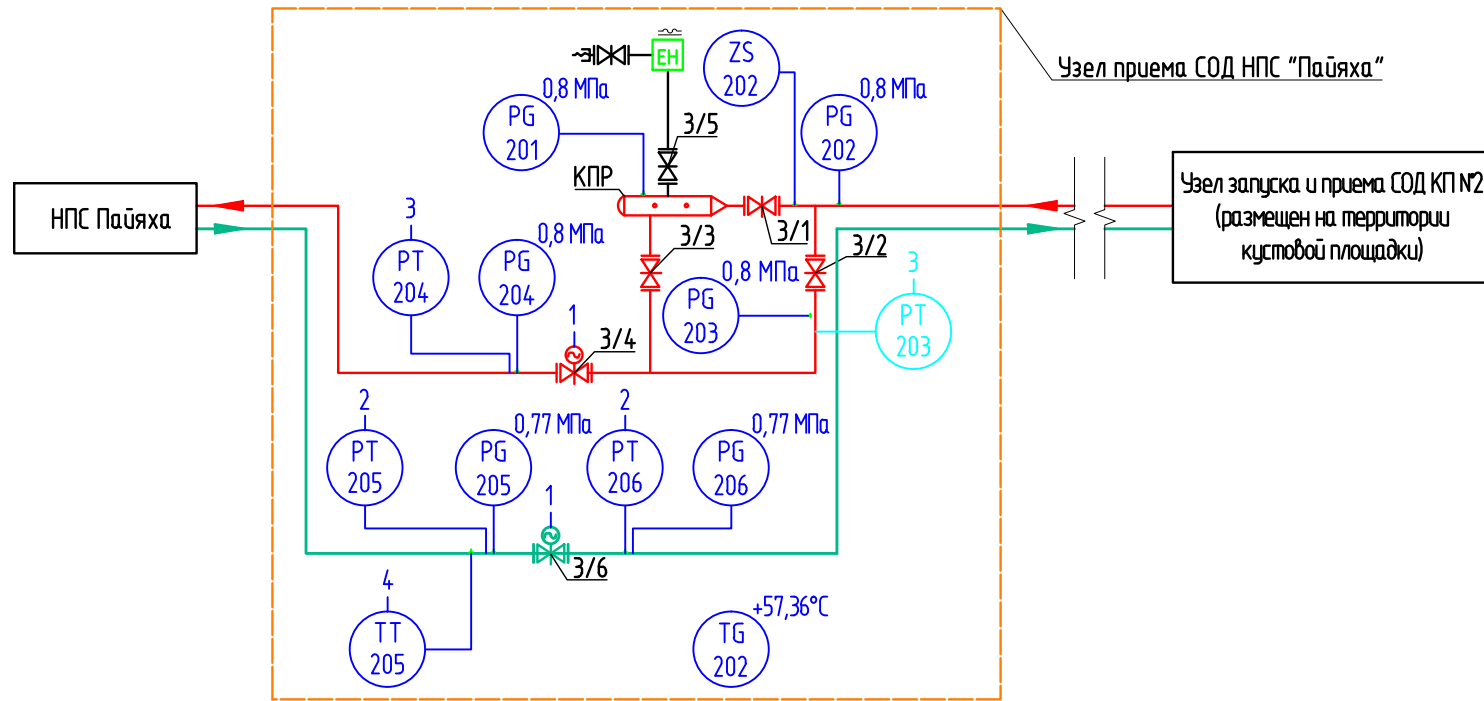
- 1 Федеральный закон от 22 июля 2008 года №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- 2 Федеральный закон от 30 декабря 2009 года №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- 3 Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 N 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- 4 Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 533 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;
- 5 ГОСТ 30852.13-2002. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок);
- 6 ГОСТ 31565-2012. Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности;
- 7 ГОСТ 14254-2015 (МЭК 529-89). Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP);
- 8 СП 77.13330.2016. Системы автоматизации;
- 9 Положение Компании № ПЗ-04 Р-0389. Версия 3.00. «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам»;
- 10 ПУЭ. Правила устройства электроустановок;
- 11 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Таблица регистрации изменений

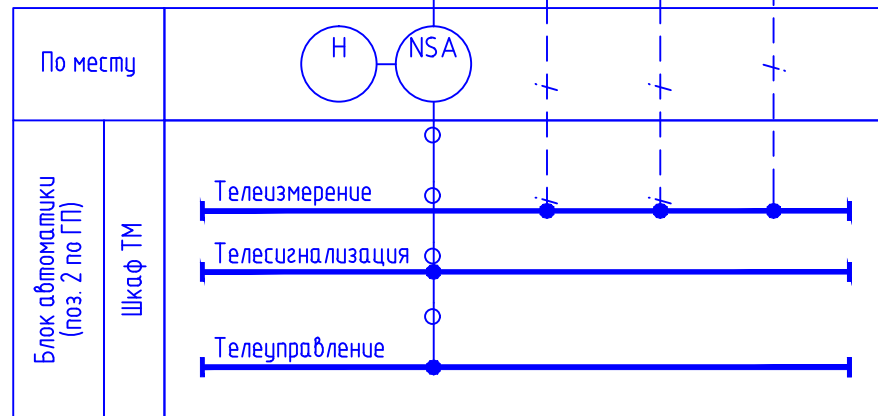
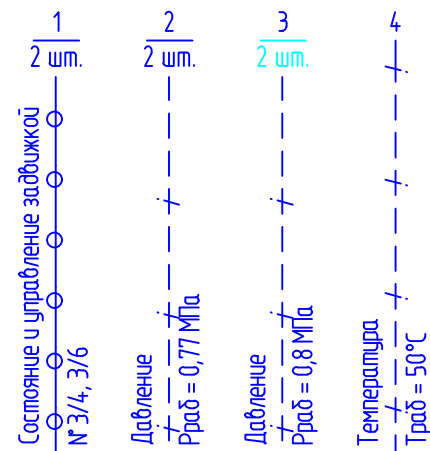
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	Изм.1(Зам.)
2	Структурная схема КТС СТМ	
3	Узел приема СОД НПС "Паюяха". Схема автоматизации	Изм.1(Зам.)
4	Узел запуска и приема СОД КП №2. Схема автоматизации	Изм.1(Зам.)
5	Узел запуска СОД КП №6. Схема автоматизации	
6	Узел запуска СОД КП №7. Схема автоматизации	

Инв. № подл. 4-62755	Подпись и дата		Взам. инв. №		Rev .C02	
D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.7-ГЧ-001						
Обустройство Паюяхского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок №2, 6, 7 (ОПР-2)						
1		-	Зам.	2278-23	Устименко	22.06.2023
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	
Разраб.	Устименко	Устименко		Устименко	22.06.2023	
Проверил	Суняйкин	Суняйкин		Суняйкин	22.06.2023	
Линейный коммуникации КП №2, 6, 7						
				Стадия	Лист	Листов
				П	1	6
Ведомость графической части						
				АО "ТомскНИПИнефть"		
Н. контр.	Шерина	Шерина		Шерина	22.06.2023	
Гл. спец.	Поспелов	Поспелов		Поспелов	22.06.2023	



Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
TG202	Термометр переносной. Температура измеряемой среды до 57,36°C	1	Существующий
TT205	Термопреобразователь накладной. Температура измеряемой среды до 50°C	1	
PG205, PG206	Манометр показывающий. Давление измеряемой среды до 0,77 МПа	2	
PG201, PG202,	Манометр показывающий. Давление измеряемой среды до 0,8 МПа	4	
PG203, PG204			
PT205, PT206	Датчик избыточного давления. Давление измеряемой среды до 0,77 МПа	2	
PT203, PT204	Датчик избыточного давления. Давление измеряемой среды до 0,8 МПа	2	
<u>Аппаратура, поставляемая комплектно с камерой СОД</u>			
ZS202	Сигнализатор прохождения очистного устройства	1	



Инв. № подл.	462755
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

Rev .C02

D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.7-ГЧ-001					
Обустройство Паїяхского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок №2, 6, 7 (ОПР-2)					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
1	-	Зам.	2278-23	<i>Зем</i>	22.06.2023
Разраб.	Устименко	<i>Зем</i>			22.06.2023
Проверил	Суняйкин	<i>Суняйкин</i>			22.06.2023
Н. контр. Шерина					22.06.2023
Гл. спец. Поспелов					22.06.2023
Узел приема СОД НПС "Паїяха". Схема автоматизации					АО "ТомскНИПинефть"

Инд. № подл. 462755

Подпись и дата

Взам. инб. №

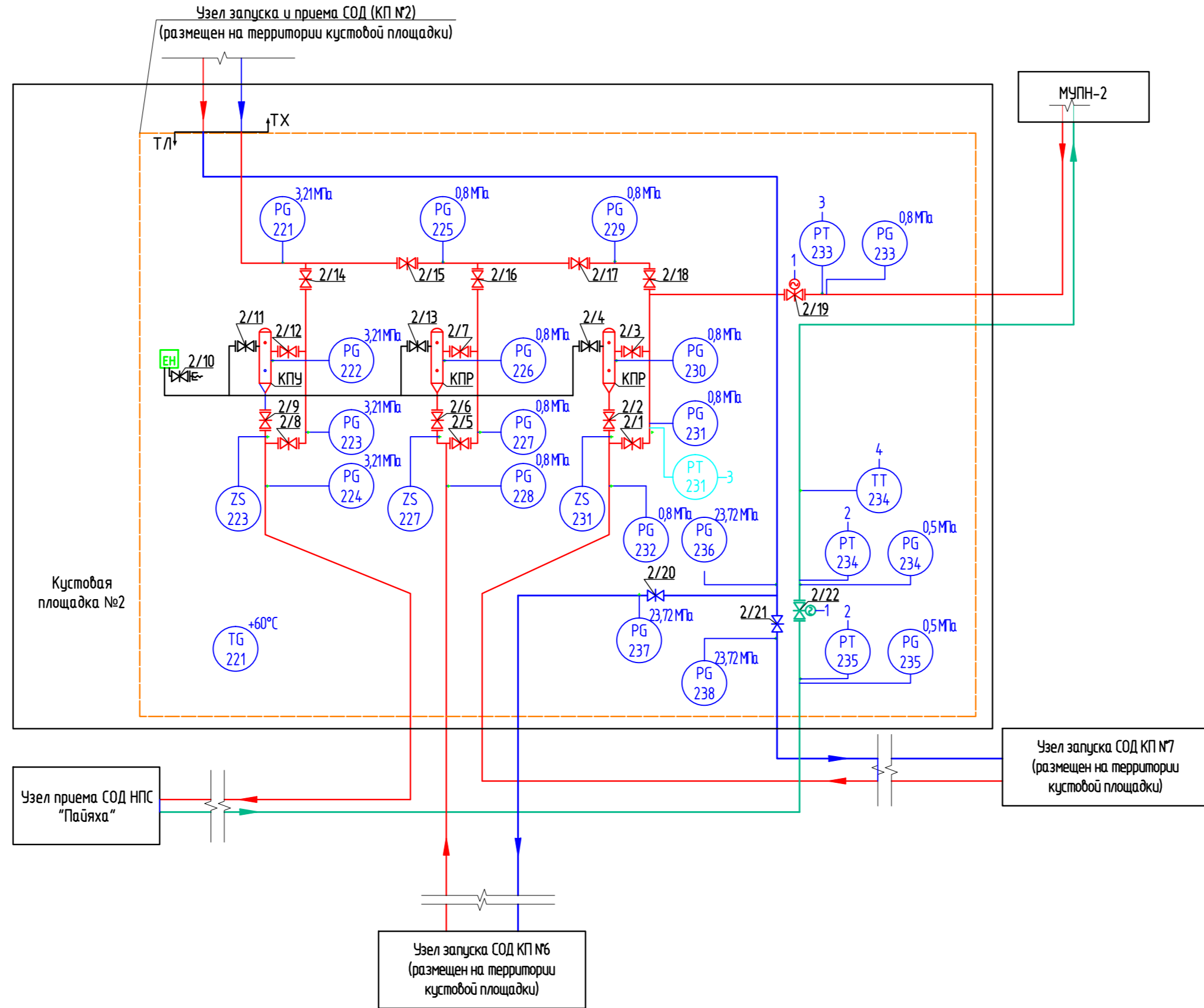
По месту	Н	NSA			
Блок контроля и управления измерительной установкой (поз. 38 по ГП)					
Шкаф ТУ, учтено сх. D812921/0454Д-33-40200-АТХ					
Телеизмерение					
Телесигнализация					
Телеуправление					

1
2 шм.
Состояние и управление задвижкой № 2/19, 2/22

2
2 шм.
Давление Раб = 0,5 МПа

3
2 шм.
Давление Раб = 0,8 МПа

4
Температура Тр = 47,52°C



Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
TG221	Термометр переносной. Температура измеряемой среды до 60°C	1	Существующий
TT234	Термопреобразователь накладной. Температура измеряемой среды до 47,52°C	1	
PG234, PG235	Манометр показывающий. Давление измеряемой среды до 0,5 МПа	2	
PG225, PG226,	Манометр показывающий. Давление измеряемой среды до 0,8 МПа	9	
PG227, PG228,			
PG229, PG230,			
PG231, PG232,			
PG233			
PG221, PG222,	Манометр показывающий. Давление измеряемой среды до 3,21 МПа	4	
PG223, PG224			
PG236, PG237,	Манометр показывающий. Давление измеряемой среды до 23,72 МПа	3	
PG238			
PT234, PT235	Датчик избыточного давления. Давление измеряемой среды до 0,5 МПа	2	
PT231, PT233	Датчик избыточного давления. Давление измеряемой среды до 0,8 МПа	2	
	Аппаратура, поставляемая комплектно с камерой СОД		
ZS223, ZS227,	Сигнализатор прохождения очистного устройства	3	
ZS231			

D812921/0454Д-33-ПД-402500-ИЛО4.7-ГЧ-001							
1	-	Зам.	2278-23	22.06.2023	Обустройство Паюхского лицензионного участка. Обустройство кустовых площадок №2, 6, 7 (ОПР-2)		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись		Дата	
Разраб.	Устименко			22.06.2023	Линейный коммуникации КП №2, 6, 7		
Проверил	Суняйкин			22.06.2023			
Н. контр.	Шерина			22.06.2023	Узел запуска и приема СОД КП №2. Схема автоматизации		
Гл. спец.	Поспелов			22.06.2023			
					Стадия	Лист	Листов
					П	4	
					АО "ТомскНИПИнефть"		

