1003275330004 2

ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»

Акционерное общество
«Институт по проектированию
магистральных трубопроводов»
(АО «Гипротрубопровод»)
Филиал «Центр проектирования систем
автоматизации и связи»

Инв.№ 406874_____

«Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН "Головные"

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.)

1344-101-АК-А.ЗП

2021

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Кол. листов	Примечание
1344-101-АК-А.ЗП-С	Содержание тома	1	
1344-101-АК-А.ЗП	Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.)	31	
Графическая часть			
1344-101-АК-А.ЗП	Лист 1. Схема структурная информационного взаимодействия	1	
1344-101-АК-А.ЗП	Лист 2. Схема автоматизации узла подключения	1	
1344-101-АК-А.ЗП	Лист 3. Схема электрическая принципиальная управления задвижкой (DM01-3)	1	
Опросные листы			
1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.1.1.1.1	Датчик избыточного давления. Опросный лист	4	
1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.1.1.3.1	Манометр технический. Опросный лист	3	
1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.1.2.1.1	Термопреобразователь врезной с ЖК дисплеем. Опросный лист	4	
1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.1.2.1.7	Термопреобразователь сопротивления врезной. Опросной лист	4	
1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.4.8	Шкаф приборный на 1 отбор давления. Опросный лист	5	
1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.6.1.1-1	Коробка клеммная (тип 1). Опросной лист	4	
1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.6.1.1-2	Коробка клеммная (тип 2). Опросной лист	4	
Спецификация			
1344-101-АК-А.ЗП.СО	Спецификация оборудования, изделий и материалов	2	

Общее количество листов документов: 65

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подп. 406874

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Мельситов		Подп. ЭЦП	03.08.2021
Проверил		Мельситов		Подп. ЭЦП	03.08.2021
Н. контр.		Черкесов		Подп. ЭЦП	03.08.2021
Нач. отдела		Абдуллина		Подп. ЭЦП	03.08.2021
ГИП		Костенко		Подп. ЭЦП	03.08.2021

1344-101-АК-А.ЗП-С

«Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН "Головные"" . Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.). Содержание тома

Стадия	Лист	Листов
Р		1

Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи»

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 2
1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ УПРАВЛЕНИЯ 2
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕЛЕМЕХАНИЗИРУЕМОГО И ИНЖЕНЕРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ 3
2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ 3
2.1 ОСНОВНЫЕ ОБЪЕМЫ ПЛАНИРУЕМЫХ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТ 3
2.2 ОБЩЕСТАНЦИОННЫЕ ЗАЩИТЫ И ПАРАМЕТРЫ 7
2.3 ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ 8
2.3 ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММНОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ 10
2.4 ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ 10
2.5 ТРЕБОВАНИЯ К ЭРГОНОМИКЕ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭСТЕТИКЕ 11
2.6 КОНСТРУКТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ 11
2.7 ТРЕБОВАНИЯ К ПОКУПНЫМ ИЗДЕЛИЯМ 11
2.8 ТРЕБОВАНИЯ К КОМПЛЕКТНОСТИ 11
2.9 ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ 11
2.10 ТРЕБОВАНИЯ К МАРКИРОВКЕ И УПАКОВКЕ 13
2.11 ТРЕБОВАНИЯ К ГАРАНТИЙНОМУ ПЕРИОДУ ЭКСПЛУАТАЦИИ 13
3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ 14
4. ШЕФ-МОНТАЖ И ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ 15
5. ИСПЫТАНИЯ 16
6. ОБЪЁМ РАБОТ НА ОБЪЕКТЕ 16
7. ТЕРМИНЫ И СОКРАЩЕНИЯ 18
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ 19
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ДОРАБОТКА СУЩЕСТВУЮЩЕГО ШКАФА УСО 2.2 24
ПРИЛОЖЕНИЕ В. ПЕРЕЧЕНЬ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБМЕНА ИНФОРМАЦИЕЙ ПО ТЕЛЕМЕХАНИКИ 26

ВВЕДЕНИЕ

Данный комплект «Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС «Уса» на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.)» (ЗП) разработан на основании задания на проектирование по объекту «Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН «Головные» (б/н).

Заказчик проекта – АО «Гипровостокнефть», 443041, Российская Федерация, г.о. Самара, Красноармейская ул., д.93.

Вид строительства –реконструкция.

ЗП соответствует заданию на проектирование, требованиям действующих технических регламентов, стандартов, сводов правил и других документов, содержащих установленные требования.

ТЗ разработано в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-17, РД-35.240.50-КТН-241-19, РД-35.240.50-КТН-244-19.

ТЗ предусматривает доработку системы автоматизации (СА МНС+ПНС+РП) НПС «Уса» АО «Транснефть-Север» в связи с реконструкцией узла подключения на подводящем трубопроводе от ПСН до НПС.

Использованные в ТЗ нормативные документы приведены в приложении А.

При разработке и создании комплекта необходимо проверить действие нормативных документов в соответствии с «Перечнем законодательных актов и основных нормативных и распорядительных документов, действующих в сфере магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». Если ссылочный документ заменен (изменен), то при разработке и создании Системы следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ УПРАВЛЕНИЯ

В рамках реконструкции подводящего нефтепровода и ПСН «Головные» ООО «ЗН Север» предусматривается реконструкция системы автоматики узла подключения.

В рамках реконструкции системы автоматмизации предусматривается:

- подключение запорной арматуры после обратного клапана по ходу движения нефти в СА НПС «Уса»;

- замена (поставка нового) датчика давления, температуры для контроля давления и температуры нефти после обратного клапана по ходу движения нефти и подключения их в СА НПС «Уса».

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕЛЕМЕХАНИЗИРУЕМОГО И ИНЖЕНЕРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ

2. Технические требования

2.1 Основные объемы планируемых к выполнению работ

Для решения задач: контроля технологических параметров нефтепровода подкачки, задания уставки по давлению узла регулирования ПСН, защитного отключения насосов ПСН, закрытия задвижек узла подключения ПСН на уровне МДП НПС «Уса» предусматривается расширение и доработка существующей СА МНС+ПНС+РП НПС «Уса». Дистанционный контроль и управление задвижками узла подключения ПСН и технологическим оборудованием ПСН выполняется с использованием существующих резервируемых серверов ДМЗ и коммуникационного оборудования. Дистанционный контроль и управление проектируемым технологическим оборудованием узла подключения после обратного клапана выполняется с помощью дорабатываемого шкафа УСО 2.2 СА МНС+ПНС+РП, расположенного в существующем помещении КИП блок-бокса 2ЩСУ.

Проектируемая СА ПСН обеспечивает передачу в СА НПС «Уса» текущих значений технологических параметров в соответствии с требованиями ОР-03.100.00-КТН-198-17, РД-35.240.50-КТН-109-17, обеспечивает передачу информации о работе технологического оборудования ПСН (РП, ПНС, СИКН, запорной арматуры и т.д.) и узла подключения ПСН (задвижки №XV-044, значение давления до обратного клапана), о возникновении предельных значений параметров, о срабатывании станционных и агрегатных защит на ПСН. Дорабатываемая СА ПСН обеспечивает прием и выполнение команд из СА НПС «Уса» (принимающей стороны) на прекращение/запрет подкачки. Для этих целей проектом предусматривается шкаф информационного взаимодействия, в

соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-241-19, РД-35.240.50-КТН-244-19. В соответствии со схемой информационного взаимодействия и применении ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 для обмена с СА ПСН ООО «ЗН Север» проектом принят вариант исполнения ШИВ: с двумя парами коммуникационных контроллеров и двумя коммутаторами L2 (осн./рез.). Передача данных между ШИВ и КК СТМ НПС «Уса» осуществляется по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 через существующие коммутаторы, установленные в шкафу ШУ1-3.

Дорабатываемая СА НПС «Уса» обеспечивает непосредственный прием информации о работе технологического оборудования узла подключения ПСН (задвижки №XV-045, значение давления после обратного клапана).

Структурная схема информационного взаимодействия приведена на чертеже **1344-101-АК-А.ЗП лист 1**.

При срабатывании общестанционных защит и достижении пороговых значений параметров, требующих отключения насосов, обеспечивающих подкачку нефти от объектов нефтедобычи СА НПС «Уса» формирует команды в ПСН «Подкачка запрещена». По этим командам СА ПСН выполняет автоматическое отключение насосов, передачу команд в ПЛК ПСН на закрытие задвижек узла подключения и блокировку (запрет) выполнения подкачки на все время сохранения сигнала «Подкачка запрещена».

При отсутствии на СА НПС «Уса» запрещающих подкачку нефти параметров и сформированном на НПС маршруте подкачки (открыты соответствующие задвижки) НПС «Уса» формирует сигналы о готовности к подкачке для передачи в СА ПСН, при этом СА ПСН подтверждает получение этой информации. При готовности НПС «Уса» к приему нефти от ПСН в резервуарный парк НПС «Уса» СА ПСН формирует сигнал «Подкачка разрешена в РП».

При готовности ПСН (в том числе готовности СИКН) к подаче нефти на НПС «Уса» СА ПСН передает в НПС «Уса» сигнал «ПСН готов к подкачке».

Дорабатываемая система автоматизации НПС «Уса» обеспечивает дистанционное управление проектируемой запорной арматурой №XV-045 узла подключения.

Схема автоматизации узла подключения представлена в графической части проекта на листе **1344-101-АК-А.ЗП лист 2**.

Дорабатываемая СА МНС+ПНС+РП должна обеспечивать взаимодействие с КИП и оборудованием посредством физических сигналов в объеме и с характеристиками, приведенными в перечнях клеммных полей в **Приложении Б.**

Объем информационного обмена между дорабатываемой МПСА НПС «Уса» и оборудованием (технологическим и инженерным) по узлу запорной арматуры после обратного клапана включает:

- измерение давления нефти после обратного клапана, установленного по потоку нефти;
- измерение температуры нефти после обратного клапана, установленного по потоку нефти;
- сигнализацию состояния проектируемой задвижки;
- управление задвижкой.

Перечень сигналов для информационного обмена между СА ПСН и НПС «Уса» для отображения на АРМ оператора НПС «Уса», обеспечения автоматического отключения насосов ПСН и закрытия задвижек узла подключения ПСН приведен в **приложении В**.

Для контроля технологических параметров (давление нефти) после обратного клапана используется проектируемый обогреваемый утепленный шкаф с приборами: датчиком давления, манометром, датчиком температуры внутри шкафа.

Проектируемые задвижки узла подключения после обратного клапана имеют встроенную пусковую аппаратуру и имеют возможность дистанционного и местного управления.

Схема электрическая принципиальная управления задвижкой приведена на чертеже **1344-101-АК-А.ЗП лист 3**.

Логическая обработка сигналов от схемы управления задвижки, формирование флагов состояний задвижки и контроль выполнения команд управления должны выполняться в СА МНС+ПНС+РП.

Для контроля текущего состояния задвижки должны быть предусмотрены пять основных (взаимоисключающих) флагов состояний:

- задвижка открыта;
- задвижка закрыта;
- задвижка в промежуточном положении;
- задвижка открывается;

- задвижка закрывается.

Помимо пяти основных флагов состояний задвижки должны быть предусмотрены два дополнительных флага состояния:

- авария задвижки;
- нет напряжения в схеме управления задвижки.

Флаг состояния «Авария» должно формироваться:

- при самопроизвольном открытии задвижки;
- при самопроизвольном закрытии задвижки;
- при невыполнении команды на открытие задвижки;
- при невыполнении команды на закрытии задвижки;
- при невыполнении команды стоп задвижки;
- при срабатывании моментного выключателя открытия задвижки;
- при срабатывании моментного выключателя закрытия задвижки.

Для задвижки, находящейся в режиме дистанционного управления, алгоритм управления и контроля состояния задвижки, при обнаружении «Самопроизвольного закрытия (открытия)» задвижки, должен предусматривать подачу на электропривод автоматической команды «Остановить». Команда «Остановить» должна удерживаться до деблокировки аварии диспетчером. При этом в СА МНС+ПНС+РП должен быть сформирован флаг «Авария задвижки».

При наличии флага «Авария задвижки» управление электроприводом задвижки блокируется. Флаг «Авария задвижки» снимается при поступлении команды телеуправления «Деблокировка аварии».

В настройках ПЛК должно быть исключено применение режима формирования предустановленных значений дискретных выходных каналов за исключением каналов включения команды «Остановить».

Подача реверсивных команд управления («Открыть» на закрывающуюся задвижку, «Закрыть» на открывающуюся задвижку) должна сопровождаться автоматической подачей команды «Остановить» с контролем её исполнения.

Алгоритмический модуль управления и контроля состояния задвижки должен предусматривать режим имитации задвижки, соответствующий требованиям РД-35.240.50-КТН-109-17.

Использование серверов ДМЗ для обмена данными обеспечивает межсетевое экранирование и фильтрацию сетевого трафика при взаимодействии

между внешними системами. Правила данного межсетевого экрана ограничивают разрешенный доступ по адресам источника и назначения, протоколу передачи данных. Обеспечивается контроль состояния используемых транспортных и прикладных протоколов передачи данных.

Связь СА НПС «Уса» с СА ПСН выполняется по резервированным каналам связи с использованием проектируемого ВОЛС от СА ПСН ООО «ЗН Север» до оборудования ТСПД МДП НПС «Уса», установленное в существующей операторной станции.

Существующее математическое и программное обеспечение среднего и верхнего уровней АСУ ТП, в том числе и мнемосхемы на существующем основном АРМ и проектируемом резервном АРМ операторов дорабатываются в связи подключением дополнительного оборудования.

Дорабатываемое ПО и МО МПСА АСУ ТП НПС «Уса» решает следующие задачи:

- отображения дополнительной информации на существующих АРМ-ах оператора (корректировка кадров отображения);
- корректировку табличных форм отображения информации и сводок состояния оборудования в соответствии с дорабатываемым объемом;
- формирования трендов дополнительных измеряемых параметров;
- формирования дополнительных оперативных сообщений;
- мониторинг, сбор и отображение диагностических данных от проектируемых технических средств СА;
- хронологической архивации дополнительных событий и действий оператора;
- автоматического контроля технического состояния (мониторинг) дополнительного оборудования;
- формирование и передачу в СДКУ дополнительных сигналов по существующим каналам связи.

2.2 Общестанционные защиты и параметры

Алгоритмы работы общестанционных защит реализованы в МПСА в соответствии со схемой автоматизации, РД-35.240.50-КТН-109-17 и требованиями, указанными ниже.

При достижении предельного максимального давления в точке подключения/недостоверности измерения давления, дорабатываемая МПСА НПС «Уса», в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-17, обеспечивает:

- без выдержи времени:
  - подачу визуальной и звуковой сигнализации, оперативное сообщение в операторной, МДП;
- с выдержкой времени 5 с:
  - подачу визуальной и звуковой сигнализации, оперативное сообщение о срабатывании защиты в операторной, МДП, ТДП;
  - отключение насосов, обеспечивающих подкачку нефти от объектов нефтедобычи;
  - закрытие секущей задвижки узла подключения № XV-045.

2.3 Требования к техническим средствам

Технические средства нижнего, среднего и верхнего уровней должны соответствовать опросным листам на оборудование нижнего уровня.

ЗИП для оборудования нижнего, среднего и верхнего (ТСПД МДП) уровней должен поставляться в объеме 2% от общей стоимости оборудования. Номенклатура ЗИП среднего уровня должна быть согласована с Заказчиком.

На момент ввода в эксплуатацию все средства измерения и измерительные каналы должны иметь действующие свидетельства о первичной поверке со сроком действия не менее половины межповерочного интервала, предусмотренного для данного средства измерения. Все КИП должны быть укомплектованы кабельными вводами.

Приборные шкафы/щиты должны иметь внутреннюю шину защитного заземления с местом для подсоединения (приварки) к внешнему контуру заземления.

На приборных шкафах/щитах расстояние между кабелями и импульсными линиями должно соответствовать ПУЭ (глава 2.1 пункты 2.1.56, 2.1.57).

Независимо от места установки (приборные шкафы, приборные щиты, на открытом воздухе, в помещениях) в целях оптимизации объема технологического резерва сигнализаторы давления, манометры, дифманометры должны соответствовать климатическому исполнению УХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

На приборных шкафах/щитах должна быть выполнена окраска импульсных линий выполнить в соответствии с РД-01.120.00-КТН-186-16. Окраску выполнить в виде чередующихся колец шириной 42 мм через каждые 1500 мм, но не менее двух колец на

каждую линию ввода давления. Окраску цоколя (подставки) шкафа выполнить в черный цвет по RAL9004.

Дорабатываемые сервера ввода-вывода ДМЗ должны обеспечивать:

- получение оперативных данных (включая данные диагностики) от АРМ МПСА по спецификациям стандарта OPC или посредством прямых драйверов протоколов;
- функционирование программных OPC DA, A&E, HDA, UA серверов (при необходимости);
- поддержку телемеханического протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 для обмена данными с системами автоматизации сторонних организаций;
- обмен данными с системами автоматизации сторонних организаций, посредством шкафа ИВ, через серверы ввода-вывода ДМЗ по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004;
- хранение файлов, записанных под правами инженера;
- разграничение прав доступа, аутентификацию и авторизацию пользователей, обращающихся к ресурсам сервера;
- синхронизацию системного времени по протоколу NTP (SNTP) от сервера точного времени (функционирование как NTP (SNTP)-клиент);
- синхронизацию системного времени по протоколу NTP (SNTP) МПСА сторонних организаций (функционирование как NTP (SNTP)-сервер);
- антивирусную защиту;
- время загрузки операционной системы и общесистемного ПО не более 480 секунд с момента подачи электропитания на сервер;
- автоматический запуск прикладного ПО не более 120 секунд с момента загрузки операционной системы;
- мониторинг оборудования ТСПД МДП и ВУ МПСА площадочного объекта по протоколу SNMP, отображение данных через интерфейс Web-сервера.

Шкаф информационного взаимодействия должен обеспечивать межсетевое экранирование фильтрацию сетевого трафика, поддержку статической маршрутизации, ограничение доступа к настройкам коммутатора при помощи логина и пароля, поддержка списков доступа L2 – L3, логирование всех сетевых событий, а также действий по изменению конфигурации и настроек коммутатора.

Оборудование нижнего уровня (контрольно-измерительные приборы и т.д.), среднего и верхнего уровней СА МНС+ПНС+РП должно поставляться в соответствии со спецификацией **1344-101-АК-А.ЗП.СО**.

Основные технические характеристики на оборудование нижнего уровня СА МНС+ПНС+РП приведены в опросных листах **1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.1.1.1.1…ОЛ3.1.1.**

2.3 Требования к программному обеспечению

Доработку программного обеспечения выполняет Поставщик-исполнитель работ.

Дорабатываемое ПО и МО СА НПС «Уса» решает следующие задачи:

- отображения информации от узла подключения на АРМ оператора – управление и контроль состояния электроприводом проектируемой задвижки, контроль давления и температуры по потоку нефти после обратного клапана, контроль наличия напряжения на секциях шин ЩСУ, откуда запитан электропривод УЗА № XV-045, контроль температуры внутри шкафа приборного;
- вывод табличных форм отображения информации и сводок состояния оборудования в соответствии с дорабатываемым объемом;
- формирования трендов измеряемых параметров;
- формирования оперативных сообщений;
- хронологической архивации событий и действий оператора;
  автоматического контроля технического состояния (мониторинг) проектируемого технологического оборудования;
- формирование и передача в СДКУ дополнительных сигналов по существующим каналам связи.

2.4 Требования к электробезопасности

Для обеспечения защиты оборудования МПСА от импульсных перенапряжений, вызванных вторичными воздействиями молний и коммутационными перенапряжениями, требуется выполнять следующие правила:

- все каналы ввода-вывода, питания шкафа автоматики, к которым подключены сигналы от КИП, установленных на территории открыто, и технологического оборудования, установленного на территории открыто, должны быть защищены посредством УЗИП III класса, установленных в шкафу автоматики и удовлетворяющих требованию зоны ЗМ 0В таблицы 2 РД-91.020.00-КТН-240-16;
- УЗИП должны быть комбинированного типа, состоящие из защитного диода и разрядника, обеспечивающих точное напряжение срабатывания и большой разрядный ток $I_{max}(8/20)$ = 10 кА при отведении перенапряжения;
- все неиспользуемые жилы кабелей должны быть заземлены с одной стороны (стороны заземления экрана).

Заземление оборудования и элементов МПСА должно быть выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ, требованиями заводов-изготовителей оборудования и требованиями РД-35.240.50-КТН-241-19, РД-35.240.50-КТН-244-19.

2.5 Требования к эргономике и технической эстетике

Все текстовые сообщения и надписи должны быть выполнены на русском языке. Информация, предназначенная для использования только сервисным (ремонтным) персоналом, может быть выполнена на английском языке.

Все отображаемые цифровые значения должны быть в инженерных единицах с использованием системы СИ или в процентах.

2.6 Конструктивные требования и требования технологичности

Особые требования к оборудованию МПСА, поставляемому по данному заданию на поставку, не предъявляются.

2.7 Требования к покупным изделиям

Покупные комплектующие элементы должны пройти входной контроль и иметь разрешительные документы на применение.

2.8 Требования к комплектности

КТС для МПСА и ТСПД МДП должен осуществляться комплектно в соответствии со спецификацией **1344-101-АК-А.ЗП.СО**.

Необходимый объем устройств внутрисистемной связи и кабелей внутрисистемной связи (в том числе для подключения к оборудованию связи), определяется поставщиком-изготовителем в соответствии с заданием на поставку, схемой структурной на чертеже **1344-101-АК-А.ЗП лист 1** и поставляется в полном объеме.

Необходимый объем устройств защиты цепей питания, ввода/вывода, передачи данных должен определяться поставщиком-изготовителем при проведении обследования и поставляться в полном объеме.

В комплект поставки должна входить документация на русском языке в соответствии с разделом 2.9.

2.9 Требования к документации

Перечень документов, разрабатываемых поставщиком-изготовителем и входящих в комплект поставки, должен соответствовать ГОСТ 34.201-89.

Документы на систему должны быть выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ 24.301-80, ГОСТ 24.302-80, ГОСТ 24.303-80, ГОСТ 24.304-82, входящих в стандарт «Система технической документации на АСУ».

Документы должны быть на русском языке.

Документы должны быть представлены на бумажном и электронном носителе.

В комплект поставки должны входить проектная и эксплуатационная документация и разрешительные документы:

- комплект паспортов и инструкций по эксплуатации на оборудование;
- комплект паспортов на комплектующие элементы среднего, верхнего уровней МПСА
- общее описание МПСА;
- схема структурная КТС;
- схема организации связи с указанием IP-адресации;
- паспорт на МПСА;
- паспорта (формуляры) на каждый шкаф с чертежами общих видов, таблицей распределения входов/выходов, принципиальными электрическими схемами, схемами питания, клеммниками для подключения внешних кабелей;
- руководство (инструкция) по эксплуатации и техническому обслуживанию оборудования МПСА;
- комплект конструкторских документов на АС согласно ведомости конструкторских документов, в том числе: чертежи общих видов оборудования, монтажные чертежи установки оборудования, принципиальные электрические схемы соединений оборудования, инструкции и принципиальные схемы по заземлению оборудования, инструкции по монтажу, полный перечень измерительных каналов с указанием их структуры и метрологических требований к ним, перечня измерительных, связующих и вычислительных компонентов, образующих каждый измерительный канал;
- математическое обеспечение АС в том числе блок-схемы и описание алгоритмов;
- документация на ПО верхнего уровня МПСА;
- документация на ПО среднего уровня МПСА;
- документация на прикладное ПО и ПО для конфигурирования и настройки АС;
- руководство программиста СУ и ВУ МПСА;
- руководство по инсталляции и настройке ПО;
- руководства по операционным системам и системе сетевого обмена;
- руководство по внесению изменений в прикладные программы;
- лицензии на ПО;
- методика (алгоритм) поиска и устранения возможных отказов (неисправностей) АС;

- свидетельства об утверждении типа СИ, описания типа СИ (приложение к свидетельству об утверждении типа СИ) и методики поверки СИ (копии), регламентированные в приложении (описание типа СИ) к данному свидетельству;
- сертификаты соответствия требованиям ТР ТС "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011);
- свидетельства о первичной поверке СИ;
- сертификаты (копии) соответствия требованиям ГОСТ 30546.1-98, ГОСТ 30546.2-98, ГОСТ 30546.3-98 или ТУ (копия) с записью, соответствующей приложению «Г» ГОСТ 30546.1-98, которые подтверждают соответствие изделия требованиям ОЛ по сейсмостойкости;
- спецификация оборудования и материалов;
- ведомость ЗИП;
- монтажные чертежи установки оборудования, принципиальные электрические схемы соединений оборудования, инструкции и принципиальные схемы по заземлению оборудования, инструкции по монтажу;
- комплект эксплуатационных документов согласно ведомости эксплуатационных документов, в том числе методики поверки и калибровки измерительных систем;
- программы индивидуальных испытаний.

2.10 Требования к маркировке и упаковке

Для транспортировки оборудование должны быть упакованы по ГОСТ 10198-91, ГОСТ 2991-85.

Маркировка транспортной тары должна быть выполнена согласно ГОСТ 14192-96, с использованием знаков «Осторожно. Хрупкое», «Верх», «Беречь от влаги». Габаритные размеры тары должны позволять транспортировку автотранспортом.

Составные части комплекса, съемные при транспортировании элементы должны быть закреплены во избежание перемещений внутри ящика.

Эксплуатационная документация должна быть упакована в пакет из полиэтиленовой пленки согласно ГОСТ 10354-82 и уложена в первый ящик.

2.11 Требования к гарантийному периоду эксплуатации

Гарантийные обязательства поставщика (предприятия-изготовителя) на работоспособность дополнительного оборудования должны составлять не менее 24 месяцев.

3. Требования безопасности

Подключаемое к шкафам автоматики электрооборудование, устанавливаемое во взрывоопасных зонах согласно ГОСТ 30852.9-2002, должно соответствовать ГОСТ 31610.0-2019.

Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 12.1.019-2009. Все внешние части устройств, находящиеся под напряжением по отношению к корпусу и (или) общей шине питания, должны иметь защиту от случайных прикосновений персонала при контроле и эксплуатации. Рукоятки органов управления, настройки, регулировки в цепях с напряжением свыше 42 В должны быть изготовлены из изоляционного материала или иметь изоляционное покрытие.

Устройства, подключаемые к питающей сети или источникам питания с напряжением свыше 42 В, должны иметь сигнализацию, фиксирующую подачу питающего напряжения, должны быть снабжены указателями положения переключателя напряжения, выключатель сети питания должен соответствовать напряжению питающей сети, коммутируемой мощности и обеспечивать двухполюсную коммутацию.

Устройства, требующие заземления, должны присоединяться к общему контуру заземления объекта согласно ГОСТ 12.1.030-81 с сопротивлением растекания не более 4 Ом и не требовать специального контура заземления.

Корпуса блоков, входящих в состав аппаратуры, предназначенной для установки в шкаф (на конструкциях, на оборудовании) пользователя, должны иметь устройства для подключения защитного заземления по ГОСТ 12.1.030-81. На корпусе около устройства защитного заземления должен быть нанесен знак заземления по ГОСТ 2.721-74.

Защитное заземление брони кабелей должно обеспечивать защиту от поражения электрическим током персонала и выполнено в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ изд. 6 и 7), серии ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий», межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок и СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации».

Дорабатываемое ПО, а также используемое общесистемное и прикладное ПО не должно требовать для установки, активации, работы, обновления или деинсталляции связи с ресурсами разработчика или ресурсами, размещенными в публичной (общедоступной) сети Интернет.

Дорабатываемое ПО не должно использовать в своей работе протоколы, передающие аутентификационные данные в открытом виде. Неиспользуемые каналы передачи данных, интерфейсы и т.д. должны быть отключены.

Должна осуществляться идентификация и аутентификация субъектов доступа при входе в систему.

Должна осуществляться идентификация (проверка подлинности) субъекта при доступе в систему на основе имени пользователя и пароля. Аутентификация (проверка подлинности) субъектов при доступе к ресурсам АСУТП должна осуществляться на основе пароля, отвечающего требованиям, приведенным в таблице 6.1, либо на основе сертификата с использованием средств усиленной аутентификации (п.6.2. РД-35.240.50-КТН-210-16).

Отображение аутентификатора при вводе его пользователем должно обеспечивать защиту от несанкционированного использования.

Должна быть обеспечена защита хранимых и передаваемых по сети в рамках процедур идентификации и аутентификации, аутентификационных данных.

Доработанное ПО не должно требовать использования в штатном режиме работы пользователей съемных носителей информации. Все типовые операции обмена файлами должны быть автоматизированы. Место расположения объекта для выгрузки/загрузки должно быть настраиваемым и должно позволять загружать/выгружать файлы с ресурса сети, идентифицируемого IP-адресом.

Дорабатываемое ПО должно обеспечивать возможность разграничения доступа на основе ролевой модели. Набор предоставляемых роли полномочий должен быть настраиваемым.

Любое назначение прав в системе должно выполняться явным образом.

Административные функции должны быть отделены от пользовательских функций.

Доступ к наиболее критичным функциям, влияющим на безопасность системы, в том числе прав управления учетными записями, изменения настроек протоколирования работы системы, должен предоставляться в явном виде.

Доработанное ПО не должно требовать для работы пользователей предоставления им привилегий в ОС и СУБД.

В случае, если доработанное ПО предполагает обмен информацией с внешними системами, то реализованная в ПО схема обмена должна соответствовать требованиям РД-35.240.00-КТН-0210-20.

В случае применения ОС на базе семейства Windows требуется настройка безопасности в соответствии с РД-35.240.00-КТН-060-17.

Доработанное ПО в части информационной безопасности должно соответствовать требованиям РД-35.240.50-КТН-241-19 и РД-35.240.00-КТН-0210-20.

4. Шеф-монтаж и пусконаладочные работы

Поставщик комплекта выполняет техническое руководство и надзор за соблюдением технических требований и специальных условий при монтаже шкафа приборного и оборудования ТСПД МДП (шеф-монтаж). Продолжительность шеф-монтажа согласовывается с заказчиком.

Пусконаладочные работы включают в себя проведение индивидуальных (автономных) испытаний, в том числе компонентов шкафа автоматики.

Порядок индивидуальных (автономных) испытаний, проводимых при ПНР, должен регламентироваться программой индивидуальных испытаний.

Индивидуальные (автономные) испытания должны обеспечить:

- полную проверку функций и процедур по перечням, приведенным в задании на поставку и действующей НТД;
- необходимый объем и точность вычислений, установленные в задании на поставку и действующей НТД.

5. Испытания

Для проверки соответствия требованиям задания на поставку, количественных и качественных характеристик заменяемых элементов МПСА в соответствии с РД-35.240.00-КТН-173-17 должны быть проведены следующие виды испытаний:

- индивидуальные (автономные) испытания на объекте
- приемочные и/или комплексное опробование.

Индивидуальные (автономные) испытания проводятся на объекте на отдельном оборудовании (подсистеме, системе) с целью подтверждения работоспособности и соответствия испытуемого оборудования технической, нормативной и проектной документации в части функциональности и технических характеристик, алгоритмов работы, проверку обеспечения информационного взаимодействия шкафа автоматики в составе МПСА с СДКУ.

Приемочные испытания на объекте проводятся для подтверждения работоспособности оборудования и принятия решения о возможности приемки его в эксплуатацию.

При получении положительных результатов приемочных испытаний выполняется комплексное опробование системы МПСА узла подключения.

В период комплексного опробования системы автоматизации проводится комплексная наладка, проверка, регулировка и обеспечение взаимосвязанной совместной работы оборудования в предусмотренном проектом технологическом процессе с доведением параметров настройки оборудования и средств до эксплуатационных значений.

6. Объём работ на объекте

В объем работ на объекте входит:

- обследование системы на объекте;
- аппаратная доработка существующего шкафа УСО 2.2 (приложение Б);

- доработка программного и математического обеспечения верхнего и среднего уровней существующей СА МНС+ПНС+РП, включаю доработку ПО существующих КК для работы в направлении ПСН «Головное»;
- монтаж оборудования сети среднего уровня, в том числе прокладка кабельной продукции для обеспечения внутрисистемной связи;
- пусконаладочные работы комплекса программных и аппаратных средств расширяемой СА МНС+ПНС+РП (среднего и верхнего уровня);
- проведение испытаний в соответствии с разделом 5;
- сдача системы Заказчику.

7. Термины и сокращения

ЗП – задание на поставку

КП - контрольный пункт

МНПП – магистральный нефтепродуктопровод

ПЛК - программируемый логический контроллер

ТИ – телеизмерение

ТДП – территориальный диспетчерский пункт

ТМ - телемеханика

ТС - телесигнализация

ТУ – телеуправление

ТР - телерегулирование

УЗА – узел запорной арматуры

ШТМ – шкаф телемеханики

Приложение А.
Перечень нормативных документов

Система должна соответствовать комплекту конструкторской документации, разработанной на основании данного ЗП, и отвечать требованиям следующих нормативных документов:

Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;

Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

Постановление Правительства РФ от 31 октября 2009 г. № 879 «Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации»;

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электрические. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 14192-96 «Маркировка грузов»;

ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)»;

ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкции и размеры»;

ГОСТ 21552-84 «Средства вычислительной техники. Общие технические требования, приемка, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение»;

ГОСТ 23170-78 «Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования»;

ГОСТ 24.104-85 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования»;

ГОСТ 25861-83 «Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний»;

ГОСТ 26.205-88 «Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия»;

ГОСТ 26656-85 «Техническая диагностика. Контролепригодность. Общие требования»;

ГОСТ 27883-88 «Средства измерения и управления технологическими процессами. Надежность. Общие требования и методы испытаний»;

ГОСТ 30804.3.2-2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний»;

ГОСТ 30804.4.2-2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний»;

ГОСТ 30804.4.3-2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний»;

ГОСТ 30804.4.4-2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний»;

ГОСТ 30804.4.11-2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний»;

ГОСТ 30805.22-2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений»;

ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования»;

ГОСТ 30852.10-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i»;

ГОСТ Р 51317.2.4-2000 «Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения промышленных предприятий»;

ГОСТ Р 51317.4.5-99 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний»;

ГОСТ Р 51317.4.6-99 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний»;

ГОСТ IEC 61000-4-12-2016 «Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-12. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к звенящей волне»;

ГОСТ Р 51317.4.14-2000 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к колебаниям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний»;

ГОСТ Р 51317.4.16-2000 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц. Требования и методы испытаний»;

ГОСТ Р 51317.4.28-2000 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к изменениям частоты питающего напряжения. Требования и методы испытаний»;

ГОСТ Р 51318.11-2006 «Совместимость технических средств электромагнитная. Промышленные, научные, медицинские и бытовые (ПНМБ) высокочастотные устройства. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений»;

ГОСТ Р 50648-94 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты. Технические требования и методы испытаний»;

ГОСТ Р 50649-94 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний»;

ГОСТ Р 50652-94 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к затухающему колебательному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний»;

ГОСТ Р 51516-99 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость измерительных реле и устройств защиты к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний»;

ГОСТ Р 52931-2008 «Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия»;

ГОСТ Р МЭК 60950-2002 «Безопасность оборудования информационных технологий»;

ГОСТ Р МЭК 60079-25-2012 «Взрывоопасные среды. Часть 25. Искробезопасные системы»;

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей;

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;

Нормы 8-95 «Радиопомехи индустриальные. Электроустройства, эксплуатируемые вне жилых домов. Предприятия на выделенных территориях или в отдельных зданиях. Допустимые значения. Методы испытаний»;

СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации»;

ПУЭ «Правила устройства электроустановок» шестое издание.

РД-91.120.40-КТН-240-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система защиты от молнии. Нормы проектирования»;

РД-35.240.50-КТН-109-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Основные положения»;

РД-35.240.00-КТН-178-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к монтажу оборудования автоматизированных систем управления технологическим процессом»;

РД-91.020.00-КТН-133-19 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Заземляющие устройства. Нормы проектирования;

РД-35.240.00-КТН-0210-20 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. АСУТП и технологические сети связи организаций системы "Транснефть". Требования к мерам и способам обеспечения информационной безопасности»;

ОР-03.120.20-КТН-0311-20 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Отраслевая система оценки соответствия продукции, применяемой ПАО "Транснефть". Реестр основных видов продукции. Порядок формирования и ведения»;

ОТТ-35.240.00-КТН-128-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы станционной и линейной телемеханики. Общие технические требования»;

ОТТ-35.240.50-КТН-166-13 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система телемеханики. Передача данных. Общие технические требования»;

РД-35.240.00-КТН-173-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Порядок создания и ввода в эксплуатацию;

РД-35.240.50-КТН-241-19 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы автоматизации и телемеханизации технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Технические решения».

РД-35.240.50-КТН-244-19 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы автоматизации и телемеханизации технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Нормы проектирования».

При разработке и создании Системы необходимо проверить действие вышеуказанных нормативных документов в соответствии с «Перечнем законодательных актов и основных нормативных и распорядительных документов, действующих в сфере магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». Если ссылочный документ заменен (изменен), то при разработке и создании Системы следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

Приложение Б.
доработка существующего шкафа УСО 2.2

Предусмотреть подключение дополнительных сигналов в шкаф УСО 2.2 на **дополнительные проектируемые** клеммные поля и резервные модули ввода / вывода в соответствии с таблицей Б.1.

Необходимый объем МТР для доработки существующего шкафа УСО, определяется разработчиком конструкторской документации в соответствии с данным заданием на поставку и поставляется поставщиком комплекта в полном объеме.

Дополнительная аппаратура шкафа УСО должна иметь резерв по входным и выходным каналам не менее 15% с выводом на внешние клеммные соединители и не менее 20% – по клеммникам.

Таблица Б.1. Перечень подключаемых дополнительных внешних сигналов к шкафу УСО 2.2

Наименование параметра	Обозначение клеммника / клеммы	Тип сигнала	Идентификатор	Примечание
Сигналы состояния и управления задвижкой – 5ХТ				
Задвижка №XV-045 узла подключения:				
Задвижка N XV-045 - сигнал от КВО	5XT1:1	DM01-3 (0)	OKC XV-045	КВО
Задвижка N XV-045- сигнал от КВЗ	5XT1:2		CKC XV-045	КВЗ
Задвижка N XV-045- сработала муфта	5XT1:3		MC XV-045	МПО
Задвижка N XV-045 – авария привода	5XT1:4		OPC XV-045	МПЗ
Задвижка N XV-045- сигнал от МПО	5XT1:5		ODC XV-045	ВММ
Задвижка N XV-045- сигнал от МПЗ	5XT1:6		CDC XV-045	АВ
Задвижка N XV-045- дистанционное управление	5XT1:7		DC XV-045	ДУ
Задвижка N XV-045- команда на открытие	5XT1:8		DOB XV-045	СД
Задвижка N XV-045- команда на закрытие	5XT1:9		DKB XV-045	А
Задвижка N XV-045- команда на остановку	5XT1:10		DCB XV-045	ОО
	5XT1:11			ОС
	5XT1:12			ОУ
Входной сигнал 4-20 мА от пассивного датчика				
Давление после обратного клапана	2XT1:1	AI22(0)	PT501	Проектируемый клеммы
	2XT1:2			
Температуру в шкафу приборном №007.1	2XT1:3	AI22(0)	TT502	
	2XT1:4			

Наименование параметра	Обозначение клеммника / клеммы	Тип сигнала	Идентификатор	Примечание
Входной сигнал от термосопротивления (ИБЦ)				
Температура нефти после обратного клапана на УП	1XT1:1	AI12 (0)	TT501	Вход 1
	1XT1:2			Питание 1
	1XT1:3			Вход 2
	1XT1:4			Питание 2
Интерфейсный сигнал RS-485				
Обмен информацией по интерфейсу с задвижкой N XV-045	7XT1:1	(0)	RS-485	A
	7XT1:2			B
	7XT1:3			Экран

Приложение В.
Перечень дополнительного обмена информацией по телемеханики

Таблица В.1. Перечень обмена информацией по телемеханики

ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЕ (ТИ)	
Давление нефти после обратного клапана на узле подключения	
Температура нефти после обратного клапана на узле подключения	
Расход нефти на узле подключения	
Давление на входном коллекторе насосов внешней откачки (обобщенный сигнал)	
Давление в выкидном коллекторе насосов внешней откачки (обобщенный сигнал)	
Давление нефти на входе насосного агрегата насосной внешней откачки	
Давление нефти на выходе насосного агрегата насосной внешней откачки	
Давление на входном коллекторе насосов внутренней перекачки нефти из РВС (обобщенный сигнал)	
Давление в выкидном коллекторе насосов внутренней перекачки нефти из РВС (обобщенный сигнал)	
Давление нефти на входе насосного агрегата насосной внутренней перекачки нефти из РВС	
Давление нефти на выходе насосного агрегата насосной внутренней перекачки нефти из РВС	
Давление на входе СИКН	
Давление на выходе СИКН	
Давление нефти в БКК (до циркуляционных насосов)	
Давление в БКК (после циркуляционных насосов) и до регулятора расхода	
Перепад давления на фильтрах на входе СИКН	
Перепад давления на циркуляционных насосах в БКК	
Давление на узле подключения до и после обратного клапана на узле подключения	
Значение заданной уставки для регулирования давления нефти	
Частота вращения вала насоса (для НА с системой регулирования частоты вращения)	
Мгновенный расход в БКК через линию контроля качества	
Температура нефти на СИКН на каждой измерительной линии	
Температура нефти на выходном коллекторе СИКН	
Температура нефти в БКК	

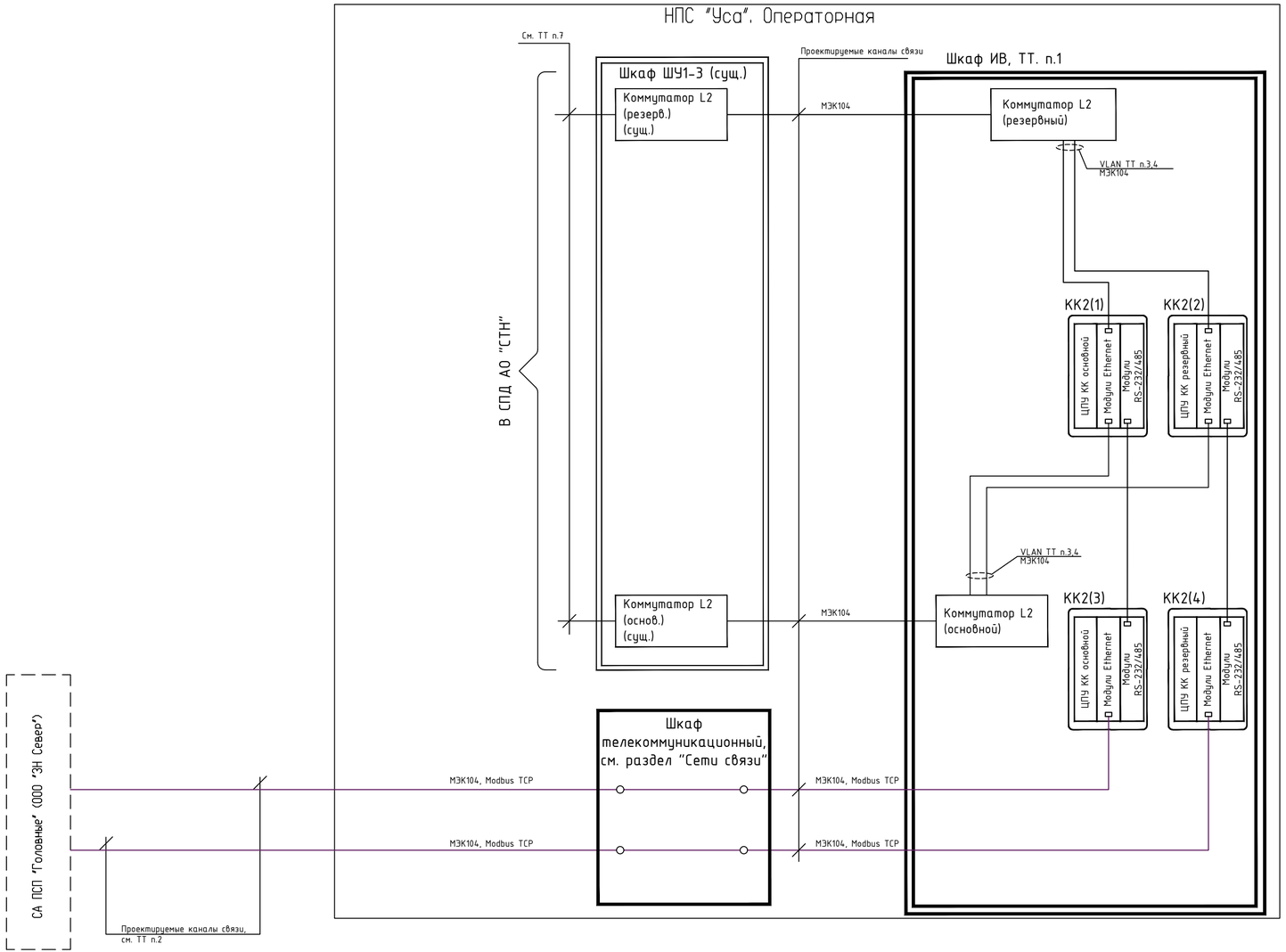
Температура нефти на входе в ТПУ	
Температура нефти на выходе ТПУ	
Показания ИФС с цветовым обозначением допустимых (зеленый цвет) и недопустимых (красный цвет) показаний	
Массовая доля воды	
Плотность нефти измеренная в БКК	
Плотность нефти/нефтепродукта, приведённая к стандартным условиям (20оС) средняя за 2 часа	
Плотность нефти/нефтепродукта, приведённая к стандартным условиям (15оС) средняя за 2 часа	
Плотность нефти, приведённая к условиям измерения объёма	
Вязкость нефти кинематическая, измеренная в БКК	
Массовая доля серы	
Коэффициент преобразования преобразователя массового расхода	
Вместимость калиброванного участка поверочной установки	
Коэффициенты поточного преобразователя плотности	
Коэффициенты поточного преобразователя вязкости	
Коэффициенты поточного преобразователя влагосодержания	
Коэффициенты поточного серомера	
Пределы измерений преобразователей температуры и давления	
Уровень в дренажной ёмкости учтенной нефти ЕП	
Мгновенный суммарный массовый расход нефти через СИКН (брутто)	
Расход через СИКН интегральный за 2 часа (нарастающий с начала двухчасовки)	
Расход через СИКН интегральный за смену (нарастающий с начала смены)	
Суммарный массовый расход нефти (брутто) через СИКН с начала суток	
Мгновенный массовый расход нефти по измерительной линии	
Давление на каждой измерительной линии	
Давление на выходе ТПУ	
Давление на входе в ТПУ	
Срабатывание СОУ	по количеству сигналов величины утечки
Срабатывание СОУ	координата утечки
Массивы значений данных СОУ	

Уровень нефти в резервуарах, составляющих 3-х суточный запас суммарной емкости РП на объектах добычи (до СИКН)	
Резервуар № скорость заполнения (опорожнения)	По каждому резервуару
Резервуар № плотность нефти/нефтепродукта при текущей температуре	
Резервуар № массовая доля воды	
Резервуар № массовая доля серы	
Резервуар № массовая доля хлористых солей	
Резервуар № время окончания операций	
Сила тока СКЗ	
Напряжение СКЗ	
Резервуар № массовая доля хлористых солей	
Резервуар № время окончания операций	
Сила тока СКЗ	
Напряжение СКЗ	
ТЕЛЕСИГНАЛИЗАЦИЯ (ТС)	
Пожар в БИЛ/БКК, ТПУ	
Загазованность в БИЛ/БКК, ТПУ 10%	
Загазованность в БИЛ/БКК, ТПУ 30%НКПРП	
Открытие шкафов приборных наружных отборов давления в точке установки подключения	
Открытие б/бокса ЩСУ в точке подключения	
Состояние насосов внешней откачки (включен/отключен)	
Состояние ИФС - 2 шт (включен/отключен)	
Состояние циркуляционных насосов БКК (включен/отключен)	
Состояние насоса откачки дренажной ёмкости учтённой нефти ЕП	
Состояние поточного влагомера, находящегося в учете (по данным которого формируется паспорт качества) (в учете/не в учете)	
Состояние поточных влагомеров (включен/отключен)	
Состояние поточного плотномера (включен/отключен)	
Состояние измерительных линий	в работе/в резерве/в ремонте/в поверке/авария
Состояние измерительных линий	включена/отключена

Срабатывание системы контроля протечек линий дренажа неучтенной нефти БФ.	
Срабатывание системы контроля протечек линий дренажа учтенной нефти БИЛ.	
Срабатывание системы контроля протечек линий дренажа неучтенной/учтенной нефти ТПУ.	
Сигнализация о регистрации в ИВК и/или АРМ оператора СИКН пользователя под уровнем доступа «поверитель»	
СИКН включена/отключена	
Состояние поточного плотномера (в учете/не в учете)	
ПСН готов к подкачке (к приёму) нефти	
Сработала защита ПСН	
Подкачка разрешена/запрещена	
Минимальная температура воздуха в обогреваемом приборном шкафу наружной установки	По каждому шкафу
Резервуар № верхний аварийный уровень	По каждому резервуару ПСН
Резервуар № верхний допустимый уровень	
Резервуар № верхний нормативный уровень	
Резервуар № нижний нормативный уровень	
Резервуар № нижний допустимый уровень	
Резервуар № нижний аварийный уровень	
Резервуар № уровень аварийного запаса (для резервуаров аварийного сброса)	
Линейный АПС (автоматический пункт секционирования) № включен	
Линейный АПС № аварийно отключен	
Линейный АПС № готов к телеуправлению	
Срабатывание пожарной сигнализации в ЛПУ	
Минимальная температура воздуха в б/б ЛПУ	
Максимальная температура воздуха в б/б ЛПУ	
Наличие напряжения вдольтрассовой ЛЭП (по каждому вводу в ПКУ)	
Наличие напряжения на СШ ЩСУ (по каждой СШ ЩСУ в ПКУ)	
Отключение ИБП от сети электропитания	
Переход на питание ПКУ от ИБП	
Диагностическая информация по ШТМ	
Срабатывание охранной сигнализации на площадке узла подключения (вскрытие периметра)	

Срабатывание охранной сигнализации в шкафах приборных наружной установки	
Охранное освещение включено	
Охранное освещение дистанционное/автоматическое управление	
Герметичность задвижек БИЛ, ТПУ влияющих на ТКО	
Нарушение периметра точки подключения	
Открыта/промежуток/ закрыта/авария/открывается/закрывается/наличие напряжения в схеме управления	Состояние электроприводных задвижек на линиях учёта, в ТПУ, узла подключения
Сработала муфта/ (МВ)/режим дистанционный/имитация/невыполнение команды на открытие/невыполнение команды на закрытие/невыполнение команды стоп	
Самопроизвольное закрытие/неисправность задвижки/авария задвижки/несовпадение дискретных и интерфейсных сигналов/ нет интерфейсной связи с блоком электронного управления приводом/ диагностическая информация по блоку электронного управления приводом/ готовность задвижки к телеуправлению	
Затопление колодцев отбора давления, расходомеров	
Состояние ЧРП НВП ПСН	
Режим управления САР давления (расхода) нефти «внешний»	
ЧРП НВП в дистанционном режиме (при наличии дистанционного режима у ИМ)	
ЧРП НВП в автоматическом режиме	
Авария ЧРП НВП (расхода) нефти	
Задвижка № положение затвора задвижки (процент закрытия)	По каждой задвижке БИЛ, ТПУ, узла подключения
Задвижка № значение уставки выдержки времени от подачи команды на открытие (закрытие) до момента получения сигнала открывается (закрывается)	
Задвижка № значение уставки выдержки времени от момента получения сигнала открывается (закрывается) до момента получения сигнала открыта (закрыта)	
Задвижка № значение уставки выдержки времени на отработку команды стоп	
Задвижка № значение уставки выдержки времени на отработку команды управления в имитационном режиме	
Задвижка № значение уставки выдержки времени на сравнение интерфейсных и дискретных сигналов с учетом их не одновременного поступления	
Задвижка № в промежуточном положении	
Задвижка № режим управления дистанционный	
Задвижка № включен режим имитации	
Задвижка № невыполнение команды на открытие	
Задвижка № невыполнение команды на закрытие	

Задвижка № невыполнение команды стоп	
Задвижка № самопроизвольное открытие	
Задвижка № самопроизвольное закрытие	
ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЕ (ТУ)	
Подкачка разрешена/запрещена	По ПСН. Выдаётся при наличии условий начала и продолжения подкачки и снимается при наличии условий не позволяющих принимать нефть. Снятие сигнала «Подкачка разрешена» при наличии условий не позволяющих принимать нефть возможно СА НПС
Задвижка № XV-045 узла подключения - "Открыть"	
Задвижка № XV-045 узла подключения - "Закрыть"	
Задвижка № XV-045 узла подключения - "Остановить"	
Задвижка № XV-045 узла подключения - "Установить режим имитации"	
Задвижка № XV-045 узла подключения - "Снять режим имитации"	
Задвижка № XV-045 узла подключения - "Деблокировать аварию"	
Задвижка № XV-045 узла подключения - "Подготовить к телеуправлению"	
Задвижка № XV-045 узла подключения - "Открыть автоматически"	На перспективу
Задвижка № XV-045 узла подключения - "Закрыть автоматически"	На перспективу
Задвижка № XV-045 узла подключения - "Остановить автоматически"	На перспективу
ТЕЛЕРЕГУЛИРОВАНИЕ (ТР)	
Задвижка № XV-045 узла подключения. Задание уставки выдержки времени на отработку команды управления в имитационном режиме	
Задвижка № XV-045 узла подключения. Установка значения выдержки времени от момента подачи команды на открытие (закрытие) до момента получения сигнала открывается (закрывается)	
Задвижка № XV-045 узла подключения. Установка значения выдержки времени от момента получения сигнала открывается (закрывается) до получения сигнала открыта (закрыта)	
Задвижка № XV-045 узла подключения. Установка значения выдержки времени на отработку команды СТОП (сек.)	
Задание уставки узла регулирования давления (расхода) нефти	



Условные обозначения и сокращения

Обозначение	Наименование
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
АСУП	Автоматизированная система управления предприятием
ДП	Диспетчерский пункт
ИВ	Информационное взаимодействие
КК	Коммуникационный контроллер
МДП	Местный диспетчерский пункт
МНС	Магистральная насосная станция
МПСА	Микропроцессорная система автоматизации
МСЭ	Межсетевой экран
ОСТ	Организации системы Транснефть
РП	Резервуарный парк
СТМ	Станционная телемеханика

1. Проектом предусматривается организация информационного обмена между МПСА ПСП "Головные" (ООО "ЗН Север") и СА НПС "Уса" (АО "Транснефть-Север") посредством существующего (предусмотрен по проекту ООО "СНГ") шкафа информационного взаимодействия (ШИВ).
2. Каналы связи, протоколы передачи данных между ТСПД МДП НПС "Уса" и СА СА ПСП "Головные" (ООО "ЗН Север") - проектируемые, выполняются по проекту АО "Гипровостокнефть".
3. Подключение каждого КК к L2-коммутаторам шкафа ИВ должно выполняться отдельной VLAN.
4. Каждая VLAN L2-коммутатора шкафа ИВ подключается к маршрутизатору с функцией МСЭ ТСПД МДП по транковому порту стандарта 802.1Q с отдельным логическим IP-интерфейсом для каждого VLAN со стороны маршрутизатора с функцией МСЭ ТСПД МДП.
5. На L2-коммутаторах шкафа ИВ настраиваются списки контроля доступа по MAC-адресам подключаемых устройств.
6. На маршрутизаторах с функцией МСЭ ТСПД МДП настраиваются списки доступа, определяющие разрешенные IP-адреса, а также TCP (UDP) порты для безопасного обмена трафиком через каждый маршрутизатор с функцией МСЭ ТСПД МДП.
7. Каналы связи, протоколы передачи данных между ТСПД МДП и СА НПС - существующие.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Мельситов В. В.		Подп.ЗЦП	03.08.2021
Проверил		Мельситов		Подп.ЗЦП	03.08.2021
Н. контр.		Черкесов		Подп.ЗЦП	03.08.2021
Нач. отд.		Абдуллина		Подп.ЗЦП	03.08.2021

1344-101-АК-А.ЗП

«Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН "Головные"

Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эникон" (2006 г.)

Стадия	Лист	Листов
Р	1	

Схема структурная информационного взаимодействия

Филиал "Центр проектирования систем автоматизации и связи"

Согласовано

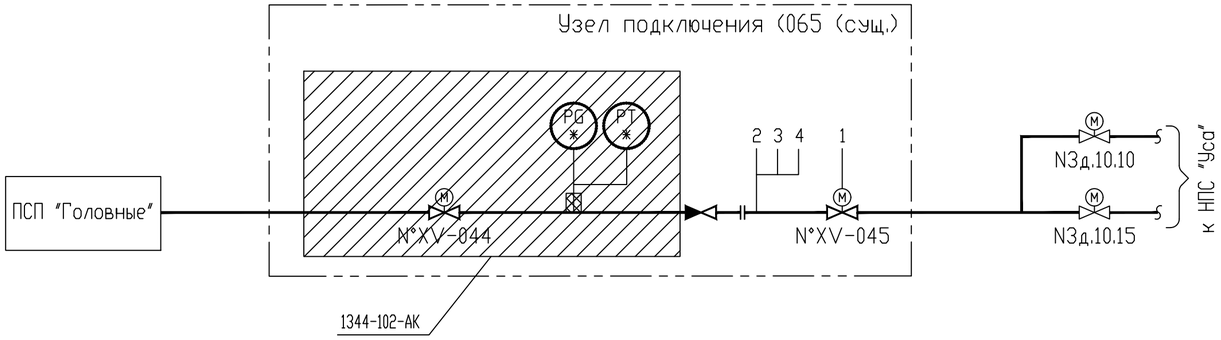
Взам. инв. №

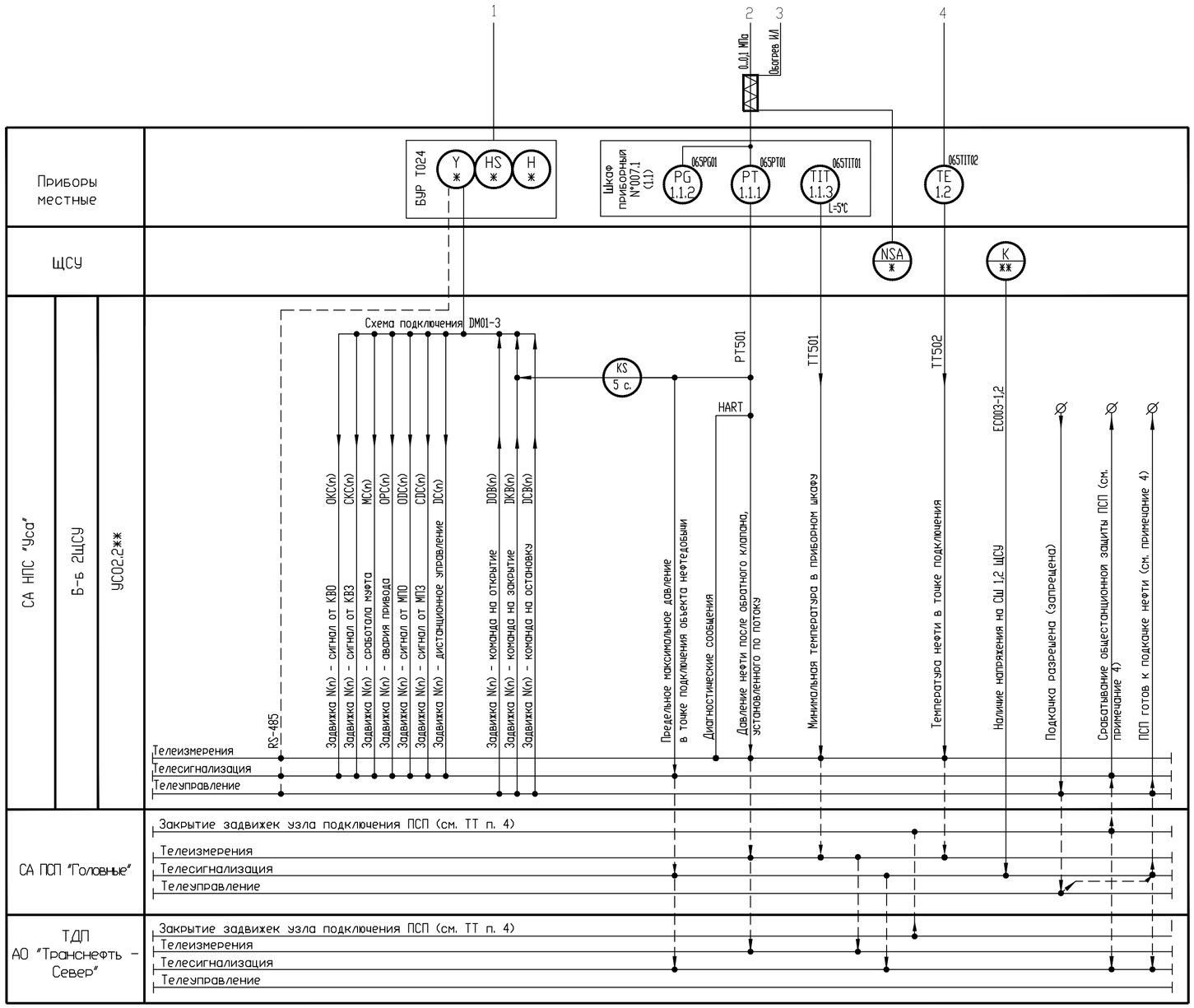
Подп. и дата

Инв. № подл. 406874

03.08.2021 17:21:19

Формат А4х3





УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Сокращение	Наименование
БК	Блок коммутации
ВММО	Выключатель муфты момента открытия
ВММЗ	Выключатель муфты момента закрытия
ИБП	Источник бесперебойного питания
КВО	Конечный выключатель открытия
КВЗ	Конечный выключатель закрытия
ЛТМ	Линейная телемеханика
МПО	Магнитный пускатель открытия
МПЗ	Магнитный пускатель закрытия
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ПКУ	Пункт контроля и управления
ТИ	Телеизмерения
ТР	Телерегулирование
ТС	Телесигнализация
ТУ	Телеуправление
ШТМ	Шкаф телемеханики
ЩСУ	Щит станции управления
— — — — — — —	Передача информации по интерфейсу

1. ж - оборудование, учитываемое в других комплектах по проекту АО "Гипровостокнефть".
2. жж - существующее оборудование.
3. Предельные рабочие значения измеряемых параметров, уставки предельных значений измеряемых параметров, уставки защит и временные уставки уточняются при наладке.
4. Сигнал "Подкачка разрешена" выдается в СА ПСП при наличии условий начала и продолжения подкачки и снимается при исчезновении этих условий. СА ПСП должна обеспечивать автоматическое отключение насосов, обеспечивающих подкачку продукта на НПС в случае снятия сигнала "Подкачка разрешена" по команде от управляющего ДП ОСТ.
5. Перечень сигналов обмена между МПСА ПСП и РДП приведен в пояснительной записке и соответствует РД-35.240.50-КТН-109-17.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Мельситов В. В.		Подп.ЭЦП	03.08.21
Проверил		Мельситов		Подп.ЭЦП	03.08.21
Н. контр.		Черкесов		Подп.ЭЦП	03.08.21
Нач. отд.		Абдуллина		Подп.ЭЦП	03.08.21

1344-101-АК-А.ЗП

«Реконструкция сооружения ПСН «Головные» и сооружения на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН "Головные"

Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.)

Стадия	Лист	Листов
Р	2	

Схема автоматизации узла подключения

Филиал "Центр проектирования систем автоматизации и связи"

Согласовано

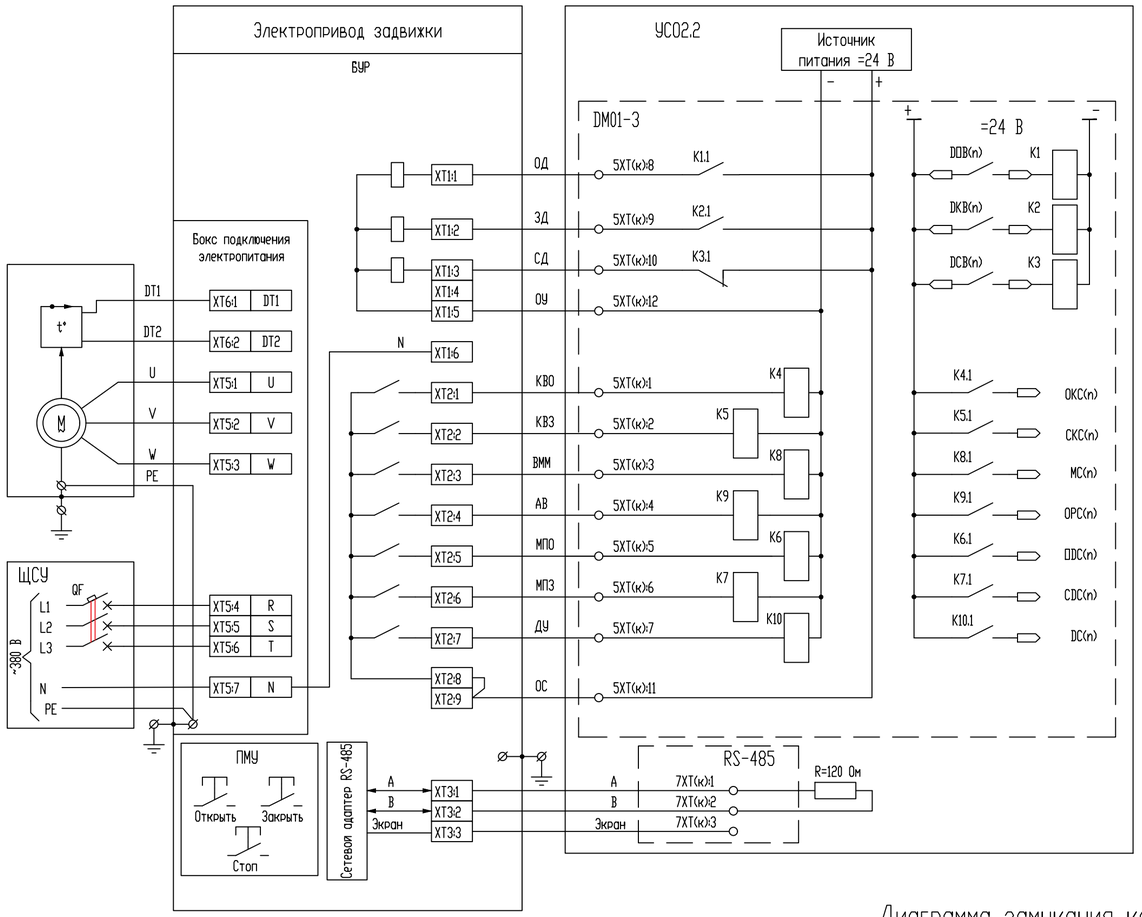
Взам. инв. №

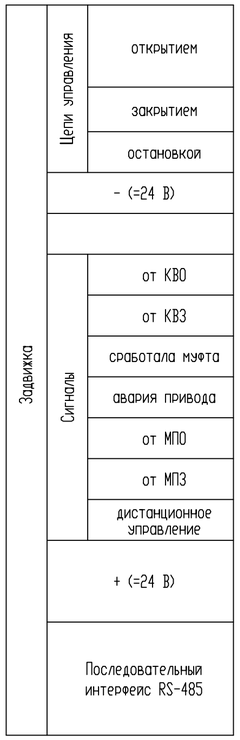
Подп. и дата

Инв. № подл. 406874

02.08.2021 18:34:44

Формат А2





Перечень сокращений

Обозначение проводника	Расшифровка обозначения проводника
МПО	Магнитный пускатель открытия
МПЗ	Магнитный пускатель закрытия
КВО	Конечный выключатель открытия
КВЗ	Конечный выключатель закрытия
ОД	Открытие дистанционное
ЗД	Закрытие дистанционное
СД	Стоп дистанционный
ВММ	Выключатель муфты момента
АВ	Авария
ДУ	Дистанционное управление
ОУ	Общий управления
ОС	Общий сигнализации

Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
	По месту		
М	Электродвигатель	1	
БУР	Блок управления регулируемый	1	
ПМУ	Пост местного управления	1	В составе БУ
	ЩСУ		
QF	Выключатель автоматический	1	
	Помещение		
УСО	Устройство сопряжения с объектом	1	
K1...K10	Промежуточное реле =24 В	10	В составе УСО

1. Обозначение электротехнического оборудования должно выполняться по чертежам комплекта ЭМ при выполнении рабочей документации. Номера клемм электропривода должны быть уточнены при выполнении рабочей документации.
2. В обозначениях идентификаторов "n" - технологический номер задвижки.
3. В обозначениях клеммных полей "k" - номер клеммного поля.
4. Блок управления должен быть настроен на автоматический останов и изменение направления на противоположное при подаче команды на движение во время осуществления движения задвижки в противоположном направлении.
5. Настройка сигналов с идентификаторами "OKC" и "CKC" должна быть выполнена в соответствии с диаграммой замыкания контактов конечных выключателей задвижки, приведенной на данном листе.
6. Временная задержка прохождения сигналов с использованием промежуточных реле не должна превышать 20 мс.
7. Схемотехника подключения электротехнического оборудования в УСО должна обеспечивать гальваническое разделение между внутренними шинами контроллера и внешними цепями ввода-вывода.
8. Устройства и элементы, входящие в состав УСО, должны быть защищены от импульсных перенапряжений в соответствии с требованиями РД-91.120.40-КТН-240-16 и требованиями подраздела 5.31 Части 1 РД-35.240.50-КТН-241-19.
9. Заземление экранов кабелей должно быть выполнено в соответствии с требованиями РД-91.120.40-КТН-240-16.

Диаграмма замыкания контактов конечных выключателей задвижки

Конечный выключатель	Положение задвижки		
	Открытое	Промежуточное	Закрытое
КВО		■	■
КВЗ	■		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1344-101-АК-А.ЗП			
						«Реконструкция сооружения ПСН «Головные» и сооружения на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН "Головные"»			
Разработал		Мельситов В. В.		Подп.ЗЦП	03.08.21	Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.)	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Мельситов		Подп.ЗЦП	03.08.21		Р	3	
Н. контр.		Черкесов		Подп.ЗЦП	03.08.21				
Нач. отд.		Абдуллина		Подп.ЗЦП	03.08.21	Схема электрическая принципиальная управления задвижкой (DM01-3)	Филиал "Центр проектирования систем автоматизации и связи"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 406874

«УТВЕРЖДАЮ»
Главный инженер
АО «Транснефть – Север»
_____
«___»_____ 20___ г.

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
1	Наименование и адрес проектирующей организации	–	Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи», 119334, г. Москва, ул. Вавилова, д. 24, корп. 1
2	Наименование и адрес предприятия-заказчика	–	АО «Транснефть – Север», проспект А.И. Зерюнова, д.2/1, г. Ухта, Республика Коми, 169313
3	Назначение прибора	–	Измерение избыточного давления после обратного клапана
4	Идентификатор прибора	–	065PT01
5	Место установки прибора	–	Шкаф приборный
6	Класс зоны по взрыво- и пожароопасности	–	В-1г по ПУЭ, класс 2 по ГОСТ IEC 60079-10-1-2013
7	Категория и группа взрывоопасной смеси	–	IIАТ3
8	Сохранение работоспособности во время и после землетрясения	Баллы по MSK-64	5
9	Измеряемая среда	–	Нефть
10	Среда, контактирующая с прибором	–	Разделительная жидкость
11	Максимальное рабочее давление ($P_{макс}$)	МПа	0,1
12	Минимальная температура измеряемой среды	°С	+ 8
13	Максимальная температура измеряемой среды	°С	+ 24
14	**Характер измеряемой среды:**		
	коррозионная	–	Да
	содержание твердых частиц	%	0,05
	пожароопасная / взрывоопасная	–	Да / да
15	С индикацией / без индикации	–	Без индикации
16	Калибровка шкалы / поверка / диапазон измерения (см. примечания 1, 2)	МПа	Да / да / от 0 до 1,0
17	Тип присоединения (см. примечание 3)	–	Наружная резьба М20×1,5; снизу

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подп. 406874

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Мельситов		Подп. ЭЦП	04.08.21
Проверил		Мельситов		Подп. ЭЦП	04.08.21
Нач. отдела		Абдуллина		Подп. ЭЦП	04.08.21
ГИП		Костенко		Подп. ЭЦП	04.08.21

1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.1.1.1.1

«Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН "Головные""

Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.)

Стадия	Лист	Листов
Р	1	4

Датчик избыточного давления. Опросный лист

Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи»

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
18	Материал корпуса	–	Алюминий или алюминиевый сплав или нержавеющая сталь
19	Наличие кронштейна	–	Да
20	Материал кронштейна	–	Сталь
21	Климатические факторы внешней среды места эксплуатации по ГОСТ 15150 за исключением параметра, указанного в следующем пункте	–	УХЛ 1
22	Температура окружающей среды	°С	От минус 43 до +22
23	Температура окружающей среды в обогреваемом шкафу, не ниже	°С	Минус 35
24	Основная приведенная погрешность, не более	%	± 0,1
25	Суммарное значение основной и дополнительной температурной погрешности преобразователя избыточного давления, приведенное к изменению температуры окружающей среды на 10 °С во всем диапазоне рабочих температур, не более	%	± 0,125
26	Напряжение питания / источник	В	=24 В / системное
27	Выходной сигнал / HART / схема электрического подключения	мА	4-20 / да / 2-х проводная
28	Наличие внешней / внутренней клеммы заземления	–	Да / нет
29	Исполнение взрывозащищенное	–	Да
30	Вид взрывозащиты	–	Взрывонепроницаемая оболочка
31	Степень защиты от влаги и пыли по ГОСТ 14254, не ниже	–	IP 54
32	Устойчивость к механическим воздействиям по ГОСТ Р 52931, не ниже	–	V2
33	Наличие разделительной мембраны	–	Да
34	Материал разделительной мембраны	–	Нержавеющая сталь
35	Материал деталей, контактирующих с рабочей средой	–	Нержавеющая сталь
36	Наличие демпфирования давления	–	Да
37	Время демпфирования	мс	0...100 настраиваемое
38	Время отклика с учетом времени демпфирования, не более	с	0,1
39	Поставка кабельного ввода	–	Да
40	Тип кабельного ввода	–	Взрывозащищенный
41	Заземление брони кабеля внутри ввода для любого типа брони	–	*
42	Присоединение кабеля в металлорукаве DN20 к кабельному вводу с возможностью обеспечения электрического контакта между металлорукавом и кабельным вводом	–	*
43	Диаметр присоединяемого кабеля	мм	*
44	Наличие УЗИП III класса	–	Нет

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
45	Установка прибора над нулевой отметкой	м	От 0 до 10
46	Наличие паспорта (формуляра)	–	Да
47	Наличие инструкции (руководства) по эксплуатации	–	Да
48	Наличие сертификата соответствия требованиям ТР ТС «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011)	–	Да
49	Наличие свидетельства об утверждении типа СИ, описания типа СИ (приложение к свидетельству об утверждении типа СИ) и методики поверки СИ (копии), регламентированные в приложении (описание типа СИ) к данному свидетельству	–	Да
50	Наличие свидетельства о первичной поверке СИ (см. примечание 4)	–	Да
51	Наличие копий протоколов поверки СИ	–	Да
52	Межповерочный интервал, не менее	лет	3
53	Наличие сертификата (копии) соответствия требованиям ГОСТ 30546.1 или ТУ (копия) с записью, соответствующей приложению «Г» ГОСТ 30546.1, которые подтверждают соответствие изделия требованиям ОЛ по сейсмостойкости (см. примечание 6)	–	Да
54	Соответствие	–	ОТТ-17.020.00-КТН-253-10
55	Дополнительные требования к прибору	–	Нет
56	Комплектная поставка двухвентильного блока из нержавеющей стали	–	Нет
57	Наличие оборудования в составе «Сводной ведомости «Единицы оборудования АСУТП и СИКН»	–	Да
58	Номер группы оборудования в Сводной ведомости «Единицы оборудования АСУТП и СИКН»	–	1.1.1.1.1

Примечания:

1. Первичная поверка (калибровка) должна быть выполнена в установленном порядке организацией, аккредитованной на выполнение данного вида работ в РФ.
2. Нижний предел диапазона измерения должен настраиваться на нижний предел измерения, указанный в описании типа, но не более соответствующей величины, указанной в п. 16 данного опросного листа.
3. При отсутствии в номенклатуре производителя оборудования с присоединением с указанным типом резьбы допускается применение оборудования с другим типом резьбы при условии комплектной поставки монтажного комплекта для перехода на резьбу, указанную в ОЛ.
4. На дату поставки все СИ должны иметь действующие свидетельства о первичной поверке со сроком действия не менее половины межповерочного интервала, предусмотренного для данного СИ.
5. Вся документация должна быть выполнена на русском языке.
6. Сертификат или запись в ТУ с балльностью равной или выше требуемой пунктом 8 опросного листа, подтверждает соответствие изделия заданным требованиям сейсмостойкости.

7. Оборудование должно быть не бывшим ранее в употреблении, оригинальным, не восстановленным.
8. Время отклика – временной интервал между моментом ступенчатого изменения измеряемой физической величины и моментом, когда значение выходного сигнала в первый раз достигнет значения 63,2 выраженного в процентах, от разности между начальным и конечным установившимися значениями выходного сигнала.
9. * – тип кабельного ввода определяется поставщиком-изготовителем из условия, что для подключения оборудования внутри щита приборного должны быть применены контрольные кабели, соответствующие требованиям п. 5.10.1.8 РД-35.240.50-КТН-109-17 и п. 5.24 РД-35.240.50-КТН-244-19.

Согласовано АО «Транснефть – Север»:

Начальник отдела
комплектации (ОМТС) _____ _____ «___»_____20__г.
(подпись) (Ф.И.О.)
(ответственный за согласование в АО «Транснефть – Север»)

Начальник ОАСУТП _____ _____ «___»_____20__г.
(подпись) (Ф.И.О.)

Главный метролог _____ _____ «___»_____20__г.
(подпись) (Ф.И.О.)

Согласование, визирование и утверждение ОЛ внутри ОСТ выполняется службами ОСТ без привлечения организации-разработчика ПСД.

«УТВЕРЖДАЮ»
Главный инженер
АО «Транснефть – Север»
_____
«___»_____ 20___ г.

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
1	Наименование и адрес проектирующей организации	–	Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи», 119334, г. Москва, ул. Вавилова, д. 24, корп. 1
2	Наименование и адрес предприятия-заказчика	–	АО «Транснефть – Север», проспект А.И. Зерюнова, д.2/1, г. Ухта, Республика Коми, 169313
3	Назначение прибора	–	Измерение избыточного давления после обратного клапана
4	Идентификатор прибора	–	065PG01
5	Место установки прибора	–	Шкаф приборный
6	Класс зоны по взрыво- и пожароопасности	–	В-1г (территория НПС) по ПУЭ, класс 2 по ГОСТ IEC 60079-10-1-2013
7	Категория и группа взрывоопасной смеси	–	IIАТ3
8	Сохранение работоспособности во время и после землетрясения	Баллы по MSK-64	5
9	Измеряемая среда	–	Нефть
10	Среда, контактирующая с прибором	–	Разделительная жидкость
11	Максимальное рабочее давление ($P_{макс}$)	МПа	0,1
12	Минимальная температура измеряемой среды	°С	+ 8
13	Максимальная температура измеряемой среды	°С	+ 24
14	**Характер измеряемой среды:**		
	коррозионная	–	Да
	содержание твердых частиц	%	0,05
	пожароопасная / взрывоопасная	–	Да / да
15	Калибровка шкалы / поверка / диапазон измерения (см. примечание 1)	МПа	Да / да / от 0 до 0,6
16	Тип присоединения	–	Наружная резьба М20×1,5; снизу
17	Материал корпуса	–	Алюминий или алюминиевый сплав или нержавеющая сталь

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подп. 406874

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Мельситов		Подп. ЭЦП	03.08.21
Проверил		Мельситов		Подп. ЭЦП	03.08.21
Нач. отдела		Абдуллина		Подп. ЭЦП	03.08.21
ГИП		Костенко		Подп. ЭЦП	03.08.21

1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.1.1.3.1

«Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН "Головные""

Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.)

Стадия	Лист	Листов
Р	1	3

Манометр технический. Опросный лист

Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи»

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
18	Материал штуцера	–	Нержавеющая сталь
19	Климатические факторы внешней среды места эксплуатации по ГОСТ 15150 за исключением параметра, указанного в следующем пункте	–	УХЛ 1
20	Температура окружающей среды	°С	От минус 43 до +22
21	Температура окружающей среды в обогреваемом шкафу, не ниже	°С	-
22	Основная приведенная погрешность, не более	%	± 1,0
23	Степень защиты от влаги и пыли по ГОСТ 14254, не ниже	–	IP 54
24	Наличие заполняющей жидкости	–	Нет
25	Градуировка шкалы циферблата	–	МПа
26	Диаметр корпуса манометра	мм	Не менее 150
27	Наличие двух настраиваемых указателей крайних положений (без электрического контакта)	–	Да
28	Установка прибора над нулевой отметкой	м	От 0 до 10
29	Наличие паспорта (формуляра)	–	Да
30	Наличие инструкции (руководства) по эксплуатации	–	Да
31	Наличие свидетельства об утверждении типа СИ, описания типа СИ (приложение к свидетельству об утверждении типа СИ) и методики поверки СИ (копии), регламентированные в приложении (описание типа СИ) к данному свидетельству	–	Да
32	Наличие отметки о поверке (наклейки или оттиска поверочного клейма) и (или) свидетельства о первичной поверке (см. примечание 2)	–	Да
33	Наличие копий протоколов поверки СИ	–	Да
34	Межповерочный интервал, не менее	лет	1
35	Наличие сертификата (копии) соответствия требованиям ГОСТ 30546.1 или ТУ (копия) с записью, соответствующей приложению «Г» ГОСТ 30546.1, которые подтверждают соответствие изделия требованиям ОЛ по сейсмостойкости (см. примечание 4)	–	Да
36	Соответствие	–	ОТТ-17.020.00-КТН-253-10
37	Дополнительные требования к прибору	–	Нет
38	Наличие оборудования в составе Сводной ведомости «Единицы оборудования АСУТП и СИКН»	–	Да
39	Номер группы оборудования в Сводной ведомости «Единицы оборудования АСУТП и СИКН»	–	1.1.1.3.1

Примечания:

1. Первичная поверка (калибровка) должна быть выполнена в установленном порядке организацией, аккредитованной на выполнение данного вида работ в РФ.
2. На дату поставки все СИ должны иметь действующие свидетельства о первичной поверке со сроком действия не менее половины межповерочного интервала, предусмотренного для данного СИ.
3. Вся документация должна быть выполнена на русском языке.
4. Сертификат или запись в ТУ с балльностью равной или выше требуемой пунктом 8 опросного листа, подтверждает соответствие изделия заданным требованиям сейсмостойкости.
5. Оборудование должно быть не бывшим ранее в употреблении, оригинальным, не восстановленным.

Согласовано АО «Транснефть – Север»:

Начальник отдела
комплектации (ОМТС) _____ _____ «___»_____20__г.
(подпись) (Ф.И.О.)
(ответственный за согласование в АО «Транснефть – Север»)

Начальник ОАСУТП _____ _____ «___»_____20__г.
(подпись) (Ф.И.О.)

Главный метролог _____ _____ «___»_____20__г.
(подпись) (Ф.И.О.)

Согласование, визирование и утверждение ОЛ внутри ОСТ выполняется службами ОСТ без привлечения организации-разработчика ПСД.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
АО "Транснефть – Север"

_____

«___»_____ 20_____ г.

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
1	Наименование и адрес проектирующей организации	–	Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи», 119334, г. Москва, ул. Вавилова, д. 24, корп. 1
2	Наименование и адрес предприятия-заказчика	–	АО «Транснефть – Север», проспект А.И. Зерюнова, д.2/1, г. Ухта, Республика Коми, 169313
3	Назначение прибора	–	Измерение температуры воздуха в шкафах приборных
4	Идентификатор прибора	–	065TIT01
5	Место установки прибора	–	Щит приборный
6	Класс зоны по взрыво- и пожароопасности	–	В-1а по ПУЭ, класс 2 по ГОСТ IEC 60079-10-1-2013
7	Категория и группа взрывоопасной смеси	–	IIAT3
8	Сохранение работоспособности во время и после землетрясения	Баллы по MSK-64	5
9	Измеряемая среда	–	Воздух
10	Скорость потока измеряемой среды	м/сек	Нет
11	Минимальная температура измеряемой среды	°С	минус 43
12	Максимальная температура измеряемой среды	°С	+ 22
13	Номинальное давление	МПа	Атмосферное
14	Плотность измеряемой среды	кг/м3	1,2
15	Вязкость измеряемой среды	мм2/с	-
16	Внешний диаметр / толщина стенки трубопровода	мм	-
17	Характер измеряемой среды:		
	коррозионная	–	Нет

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл. 406874

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Мельситов		Подп. ЭЦП	04.08.21
Проверил		Мельситов		Подп. ЭЦП	04.08.21
Нач. отд.		Абдуллина		Подп. ЭЦП	04.08.21
ГИП		Костенко		Подп. ЭЦП	04.08.21

1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.1.2.1.1

«Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН "Головные""

Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.)

Стадия	Лист	Листов
Р	1	4

Термопреобразователь врезной с ЖК дисплеем. Опросный лист

Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи»

Формат А4

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
	содержание твердых частиц	%	Нет
	пожароопасная / взрывоопасная	–	Да / да
18	С индикацией / без индикации	–	С индикацией
19	Калибровка шкалы / поверка/ диапазон измерения (См. примечание 1)	°С	Да / да / минус 50 до +50
20	Наличие термокармана	–	Нет
21	Тип термокармана	–	-
22	Материал термокармана	–	-
23	Монтаж термокармана	–	-
24	Длина чувствительного элемента (сенсора)	мм	80
25	Тип присоединения датчика	–	Наружная резьба М20х1,5
26	Материал корпуса (головки)	–	Алюминиевый сплав или нержавеющая сталь
27	Наличие блока клемм	–	Да
28	Климатические факторы внешней среды места эксплуатации по ГОСТ 15150 за исключением параметра, указанного в следующем подпункте	–	УХЛ 1
29	Температура окружающей среды	°С	От минус 43 до +22
30	Основная абсолютная погрешность, не более	°С	± 2,0
31	Напряжение питания / источник	В	=24 В / системное
32	Выходной сигнал / HART / схема электрического подключения	мА	4-20 / да / 2-х проводная
33	Тип чувствительного элемента	–	Термометр сопротивления платиновый
34	Схема подключения чувствительного элемента к нормирующему измерительному преобразователю датчика	–	4-х проводная
35	Класс допуска по ГОСТ 6651, не ниже	–	Определяется поставщиком – изготовителем с учетом выполнения требований п. 30
36	Устойчивость к воздействию вибраций по ГОСТ Р 52931, не ниже	–	V2
37	Градуировка сенсора	–	PT100
38	Наличие внешней / внутренней клеммы заземления	–	Да / нет
39	Исполнение взрывозащищенное	–	Да
40	Вид взрывозащиты	–	Взрывонепроницаемая оболочка
41	Степень защиты от влаги и пыли по ГОСТ 14254, не ниже	–	IP 54
42	Поставка кабельного ввода		Да
43	Тип кабельного ввода	–	Взрывозащищённый
44	Заземление брони кабеля внутри ввода для любого типа брони	–	*

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
45	Присоединение кабеля в металлорукаве DN15 к кабельному вводу с возможностью обеспечения электрического контакта между металлорукавом и кабельным вводом	–	*
46	Диаметр присоединяемого кабеля	мм	*
47	Наличие УЗИП III класса	–	Нет
48	Установка прибора над нулевой отметкой	м	от 0 до 10
49	Наличие паспорта (формуляра)	–	Да
50	Наличие инструкции (руководства) по эксплуатации	–	Да
51	Наличие сертификата соответствия требованиям ТР ТС "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011)	–	Да
52	Наличие свидетельства об утверждении типа СИ, описания типа СИ (приложение к свидетельству об утверждении типа СИ) и методики поверки СИ (копии), регламентированные в приложении (описание типа СИ) к данному свидетельству	–	Да
53	Наличие свидетельства о первичной поверке СИ (см. примечание 2)	–	Да
54	Наличие копий протоколов поверки СИ	–	Да
55	Межповерочный интервал, не менее	лет	2
56	Наличие сертификата (копии) соответствия требованиям ГОСТ 30546.1 или ТУ (копия) с записью, соответствующей приложению «Г» ГОСТ 30546.1, которые подтверждают соответствие изделия требованиям ОЛ по сейсмостойкости (см. примечание 4)	–	Да
57	Соответствие	–	ОТТ-17.020.00-КТН-253-10
58	Дополнительные требования к прибору	–	Нет
59	Наличие оборудования в составе Сводной ведомости «Единицы оборудования АСУТП и СИКН»	–	Да
60	Номер группы оборудования в Сводной ведомости «Единицы оборудования АСУТП и СИКН»	–	1.1.2.1.1

Примечания:

1. Первичная поверка (калибровка) должна быть выполнена в установленном порядке организацией, аккредитованной на выполнение данного вида работ в РФ.
2. На дату поставки все СИ должны иметь действующие свидетельства о первичной поверке со сроком действия не менее половины межповерочного интервала, предусмотренного для данного СИ.
3. Вся документация должна быть выполнена на русском языке.
4. Сертификат или запись в ТУ с балльностью равной или выше требуемой пунктом 8 опросного листа, подтверждает соответствие изделия заданным требованиям сейсмостойкости.
5. Оборудование должно быть не бывшим ранее в употреблении, оригинальным, не восстановленным.
6. * – тип кабельного ввода определяется поставщиком-изготовителем из условия, что для подключения оборудования внутри щита/шкафа приборного должны быть применены контрольные кабели, соответствующие требованиям п. 5.10.1.8 РД-35.240.50-КТН-109-17 и п. 5.24 РД-35.240.50-КТН-244-19.

Согласовано (АО "Транснефть – Север"**):**

Начальник отдела
комплектации (ОМТС) _____ _____ _____
(подпись) (Ф.И.О) (дата)

(ответственный за согласование в (**АО "Транснефть –Север"**)

Начальник ОАСУТП _____ _____ _____
(подпись) (Ф.И.О) (дата)

Главный метролог _____ _____ _____
(подпись) (Ф.И.О) (дата)

Согласование, визирование и утверждение ОЛ внутри ОСТ выполняется службами ОСТ без привлечения организации-разработчика ПСД.

«УТВЕРЖДАЮ»
Главный инженер
АО «Транснефть - Север»
_____
«___»_____ 20___ г.

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
1	Наименование и адрес проектирующей организации	–	Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи» 117393, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 56
2	Наименование и адрес предприятия-заказчика	–	АО «Транснефть – Север», проспект А.И. Зерюнова, д.2/1, г. Ухта, Республика Коми, 169313
3	Назначение прибора	–	Измерение температуры нефти после обратного клапана на УП
4	Идентификатор прибора	–	065TIT02
5	Место установки прибора	–	В бобышку, в отборе на узле подключения
6	Класс зоны по взрыво- и пожароопасности	–	В-1а по ПУЭ, класс 2 по ГОСТ IEC 60079-10-1-2013
7	Категория и группа взрывоопасной смеси	–	IIAT3
8	Сохранение работоспособности во время и после землетрясения	Баллы по MSK-64	5
9	Измеряемая среда	–	Нефть
10	Скорость потока измеряемой среды	м/сек	От 1,64 до 2,55 (макс)
11	Минимальная температура измеряемой среды	°C	+8
12	Максимальная температура измеряемой среды	°C	+24
13	Номинальное давление	МПа	0,1
14	Плотность измеряемой среды	кг/м^3	866,0…880,0
15	Вязкость измеряемой среды	мм^2/с	15,5
16	Внешний диаметр / толщина стенки трубопровода	мм	325 / 7
17	**Характер измеряемой среды:**		
	коррозионная	–	Да
	содержание твердых частиц	%	0,05
	пожароопасная / взрывоопасная	–	Да / да

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подп. 406874

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Мельситов		*Подп. ЭЦП*	03.08.21
Проверил		Мельситов		*Подп. ЭЦП*	03.08.21
Нач. отдела		Абдуллина		*Подп. ЭЦП*	03.08.21
ГИП		Костенко		*Подп. ЭЦП*	03.08.21

1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.1.2.1.7

«Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН "Головные""

Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.)

Стадия	Лист	Листов
Р	1	4

Термопреобразователь сопротивления врезной. Опросной лист

Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи»

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
18	С индикацией / без индикации	–	Без индикации
19	Калибровка шкалы / поверка / диапазон измерения (см. примечание 1)	°С	Нет / да / минус 50…+50
20	Наличие термокармана (см. примечание 5)	–	Да
21	Тип термокармана	–	Цельнометаллический ввертной (использование сварных термокарманов не допускается) с внешней резьбой М33×2,0
22	Материал термокармана	–	Нержавеющая сталь по ГОСТ 25054, ГОСТ 2590
23	Монтаж термокармана	–	В бобышку с внутренней резьбой М33×2,0 высотой Н = 70 мм
24	Длина защитного термокармана** / чувствительного элемента	мм	1250
25	Тип присоединения термопреобразователя	–	Наружная резьба М20×1,5
26	Материал корпуса (головки)	–	Алюминиевый сплав или нержавеющая сталь
27	Наличие блока клемм	–	Да
28	Климатические факторы внешней среды места эксплуатации по ГОСТ 15150 за исключением параметра, указанного в следующем пункте	–	УХЛ 1
29	Температура окружающей среды	°С	От минус 43 до +22
30	Тип чувствительного элемента	–	Термометр сопротивления платиновый
31	Градуировка сенсора	–	PT100
32	Схема электрического подключения	–	4-х проводная
33	Подключение проводников от чувствительного элемента и проводников внешнего кабеля в блоке клемм прибора с использованием разных клеммных контактов соединительных клемм	–	Да
34	Класс допуска по ГОСТ 6651, не ниже	–	А
35	Устойчивость к механическим воздействиям по ГОСТ Р 52931, не ниже	–	V2
36	Наличие внешней / внутренней клеммы заземления	–	Да / нет
37	Исполнение взрывозащищенное	–	Да
38	Вид взрывозащиты	–	Искробезопасная электрическая цепь
39	Степень защиты от влаги и пыли по ГОСТ 14254, не ниже	–	IP 65
40	Поставка кабельного ввода	–	Да
41	Тип кабельного ввода	–	Взрывозащищенный
42	Заземление брони кабеля внутри ввода для любого типа брони	–	Нет
43	Присоединение кабеля в металлорукаве DN20 к кабельному вводу с возможностью обеспечения электрического контакта между металлорукавом и кабельным вводом	мм	Да (необходимость и тип дополнительного резьбового крепежного элемента для присоединения металлорукава определяется поставщиком-изготовителем)
44	Диаметр присоединяемого кабеля	мм	Для бронированного кабеля 13-17 (со снятой броней 9-13)

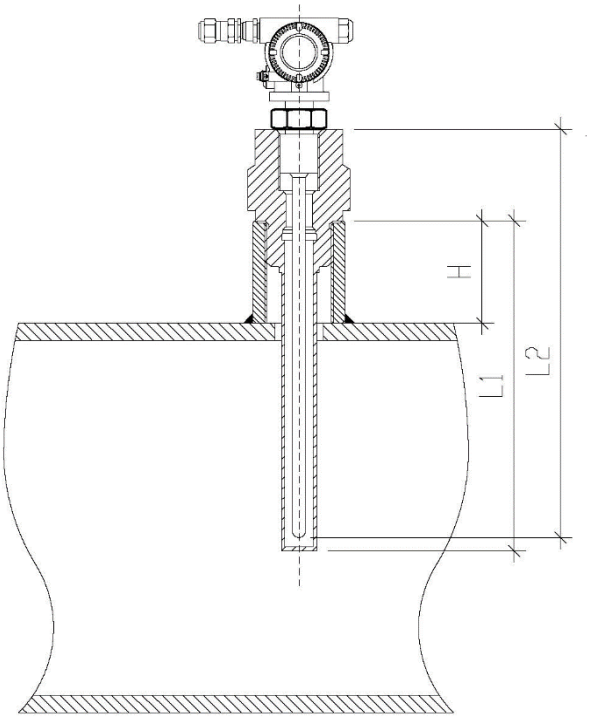
№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
45	Наличие УЗИП III класса	–	Нет
46	Установка прибора над нулевой отметкой	м	От 0 до 10, ниже 0 до нижнего уровня фундамента
47	Наличие паспорта (формуляра)	–	Да
48	Наличие инструкции (руководства) по эксплуатации	–	Да
49	Наличие сертификата соответствия требованиям ТР ТС «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011)	–	Да
50	Наличие свидетельства об утверждении типа СИ, описания типа СИ (приложение к свидетельству об утверждении типа СИ) и методики поверки СИ (копии), регламентированные в приложении (описание типа СИ) к данному свидетельству	–	Да
51	Наличие свидетельства о первичной поверке СИ (см. примечание 2)	–	Да
52	Наличие копий протоколов поверки СИ	–	Да
53	Межповерочный интервал, не менее	лет	2
54	Наличие сертификата (копии) соответствия требованиям ГОСТ 30546.1 или ТУ (копия) с записью, соответствующей приложению «Г» ГОСТ 30546.1, которые подтверждают соответствие изделия требованиям ОЛ по сейсмостойкости (см. примечание 4)	–	Да
55	Соответствие	–	ОТТ-17.020.00-КТН-253-10
56	Дополнительные требования к прибору	–	Нет
57	Наличие оборудования в составе Сводной ведомости «Единицы оборудования АСУТП и СИКН»	–	Не нормируется
58	Номер группы оборудования в Сводной ведомости «Единицы оборудования АСУТП и СИКН»	–	Без дополнительных требований

Примечания:

1. Первичная поверка должна быть выполнена в установленном порядке организацией, аккредитованной на выполнение данного вида работ в РФ.
2. На дату поставки все СИ должны иметь действующие свидетельства о первичной поверке со сроком действия не менее половины межповерочного интервала, предусмотренного для данного СИ.
3. Вся документация должна быть выполнена на русском языке.
4. Сертификат или запись в ТУ с балльностью равной или выше требуемой пунктом 8 опросного листа, подтверждает соответствие изделия заданным требованиям сейсмостойкости.
5. Термокарманы должны выдерживать максимально возможное по условиям эксплуатации давление в месте их установки в течение всего срока службы. Термокарманы должны сохранять свои геометрические размеры на всём протяжении назначенного срока службы при максимальной скорости потока в месте установки. Длина чувствительного элемента (сенсора) должна соответствовать длине термокармана преобразователя температуры. При заказе

термопреобразователя в комплекте с защитной гильзой предоставить расчет на прочность защитной гильзы, выполненный на основании данных, указанных в п.п. 10, 13-16.

6. Оборудование должно быть не бывшим ранее в употреблении, оригинальным, не восстановленным.



где: L1 – длина защитного термокармана, мм
L2 – длина чувствительного элемента (сенсора), мм
H – высота бобышки, мм

Рисунок 1 – Монтаж защитного термокармана в трубопровод**

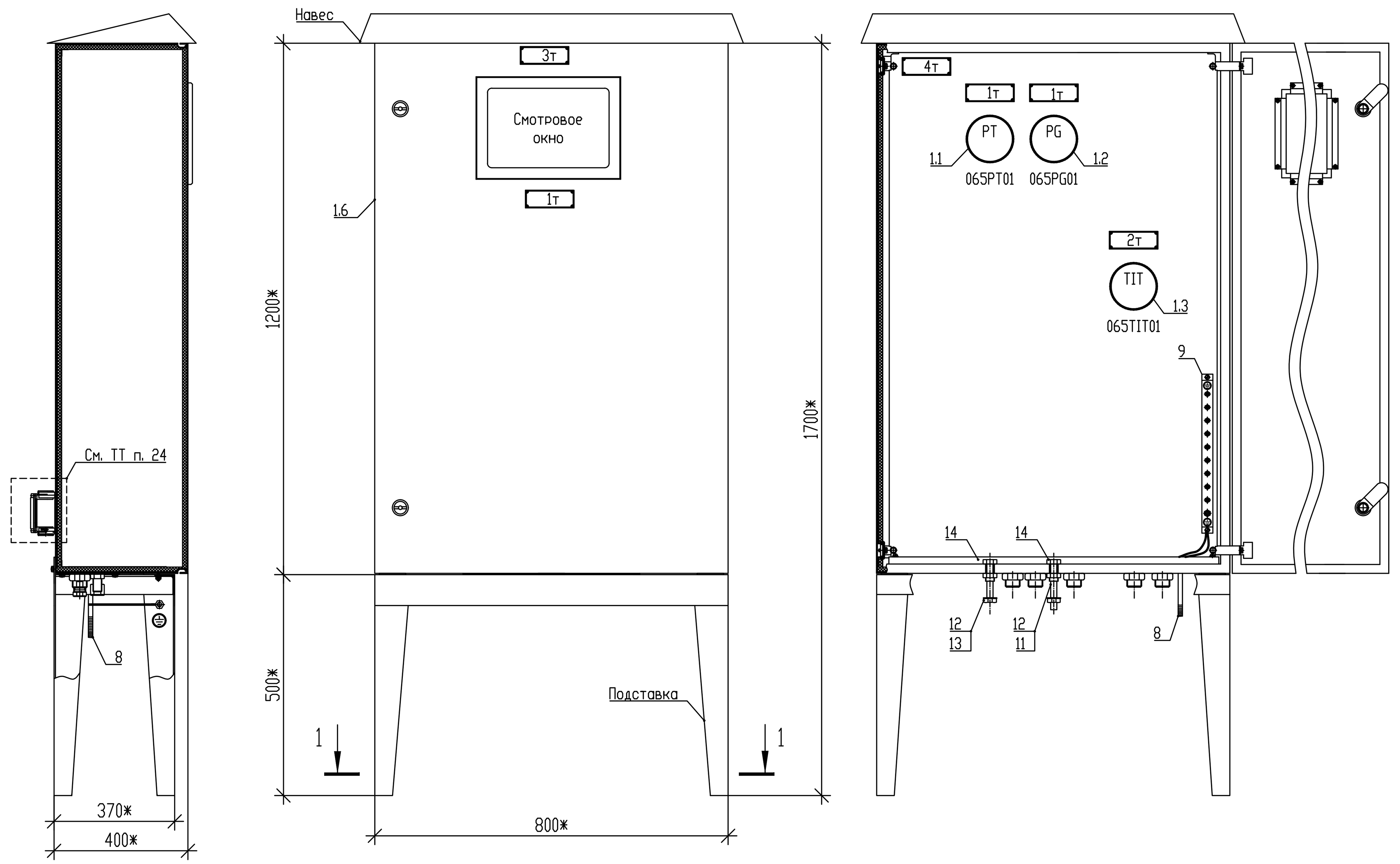
Согласовано АО «Транснефть - Север»:

Начальник отдела комплектации (ОМТС) _____ _____ «___»_____20__г.
(подпись) (Ф.И.О.)
(ответственный за согласование в АО «Транснефть - Север»)

Начальник ОАСУТП _____ _____ «___»_____20__г.
(подпись) (Ф.И.О.)

Главный метролог _____ _____ «___»_____20__г.
(подпись) (Ф.И.О.)

Согласование, визирование и утверждение ОЛ внутри ОСТ выполняется службами ОСТ без привлечения организации-разработчика ПСД.



1-1

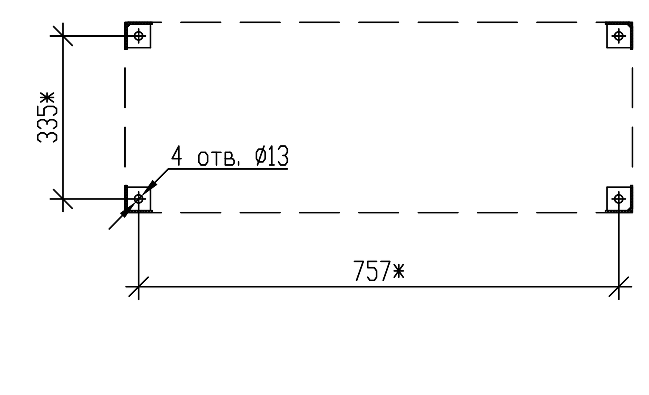


Схема трубных проводок, устанавливаемых в шкафу приборном (см. ТТ п. 11)

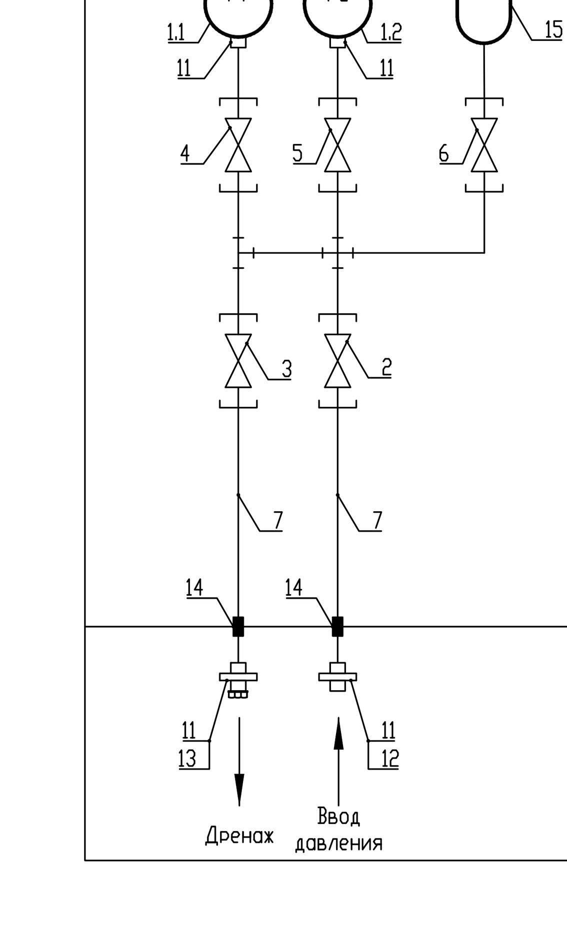
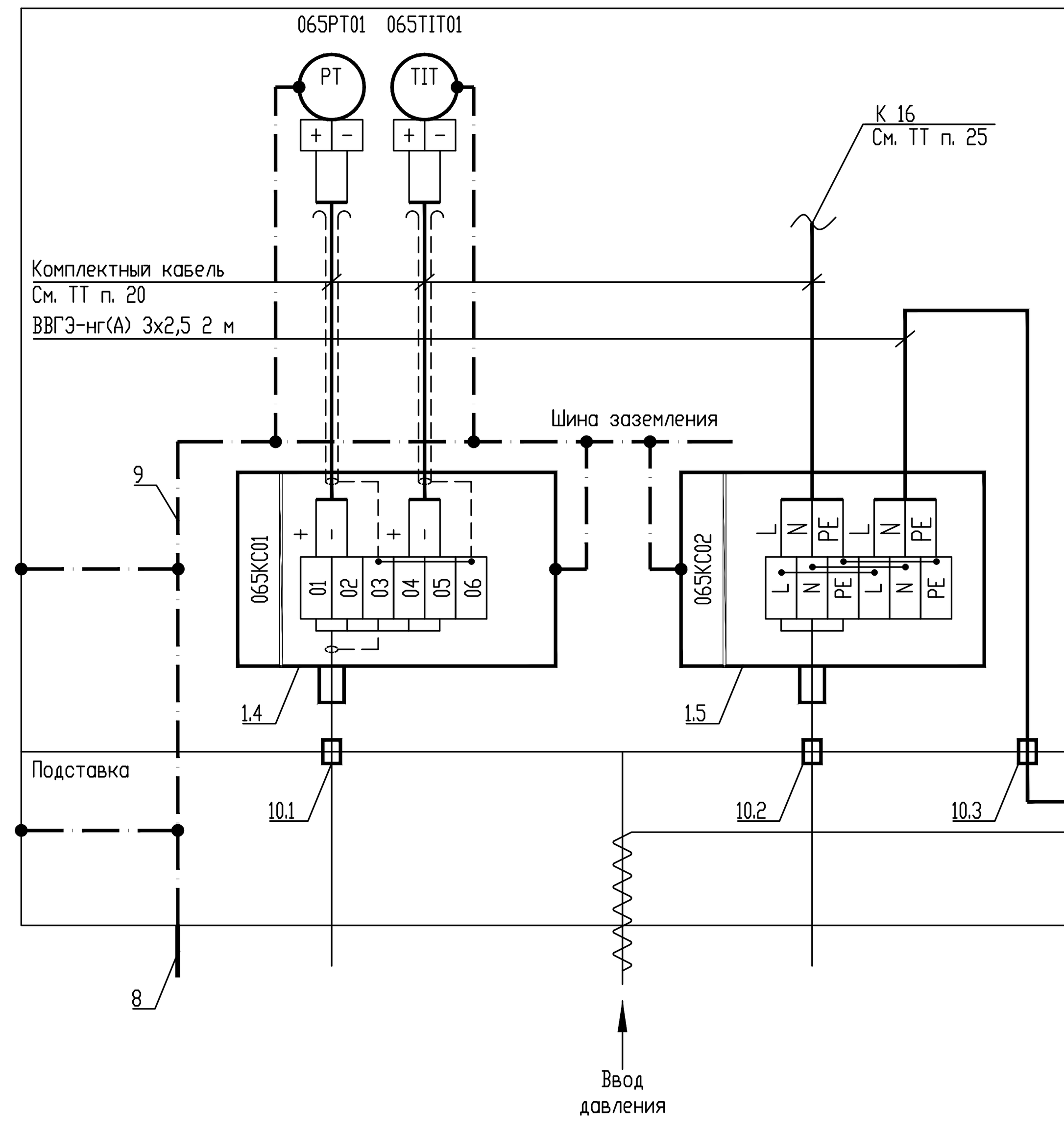


Схема электрических проводок шкафа приборного (см. ТТ п. 19)



Позиция	Наименование	Кол-во	Ед. изм.	Маркировка	Поз. по спецификации	Таблички для исполнения (см. ТТ п. 9): Текст табличек для исполнения	Кол-во	№ табл.
	Оборудование, поставляемое в составе шкафа приборного:							
1	Приборы и средства автоматизации:							
1.1	Преобразователь избыточного давления (основная технология) 1344-101-АК-А.ЗП.0/Л1.1.1.1.1)	1	шт.	1.1.2	065PT01	Давление нефти после обратного клапана УП 000 "ЗН Север"	3	1т
1.2	Манометр технический (жидкость) (опросный лист 1344-101-АК-А.ЗП.0/Л1.1.1.3.1)	1	шт.	1.1.1	065PG01			
1.3	Термопреобразователь врезной с ЖК дисплеем (опросный лист 1344-101-АК-А.ЗП.0/Л1.1.2.1.1)	1	шт.	1.1.3	065TIT01	Температура в шкафу приборном N 007.1	1	2т
1.4	Коробка клеммная (тип 1) (опросный лист 1344-101-АК-А.ЗП.0/Л1.6.1.1-1)	1	шт.	1.1.4	065KC01	Коробка КИП	1	3т
1.5	Коробка клеммная (тип 2) (опросный лист 1344-101-АК-А.ЗП.0/Л1.6.1.1-2)	1	шт.	1.1.5	065KC02	Коробка питания обогрева	1	4т
1.6	Шкаф 800x1200x400 мм утепленный, обогреваемый, климатическое исполнение УХЛ1 (опросный лист 1344-101-АК-А.ЗП.0/Л1.4.8)	1	шт.	1.1	N°007.1	Шкаф приборный N°007.1	1	5т
						Табличка завода изготовителя	1	6т
2	Кран шаровой DN10, PN10 МПа (см. ТТ п. 12)	1	шт.			Кран запорный общий	1	7т
3	Кран шаровой DN10, PN10 МПа (см. ТТ п. 12)	1	шт.			Дренаж	1	8т
4	Кран шаровой DN10, PN10 МПа (см. ТТ п. 12)	1	шт.			Давление нефти к преобразователю	1	9т
5	Кран шаровой DN10, PN10 МПа (см. ТТ п. 12)	1	шт.			Давление нефти к манометру	1	10т
6	Кран шаровой DN10, PN10 МПа (см. ТТ п. 12)	1	шт.			Давление нефти к демпферу	1	11т
7	Импульсная труба (см. ТТ п. 12)	**	м					
8	Узел подключения к внешнему контуру заземления	1	шт.					
9	Шина заземления (см. ТТ п. 17)	1	шт.					
10	Кабельные вводы для кабелей с наружным диаметром (см. ТТ п. 22):							
10.1	В металлорукаве DN15	2	шт.					
10.2	От 11 до 18 мм	1	шт.					
10.3	От 9 до 11 мм	1	шт.					
11	Ниппельное соединение с торцевым уплотнением, с внутренней резьбой М20x1,5 и штуцером под приварку (см. ТТ п. 12)	4	шт.					
12	Ниппельное соединение с торцевым уплотнением, с наружной резьбой М20x1,5 и штуцером под приварку (см. ТТ п. 12)	1	шт.					
13	Пробка с наружней резьбой М20x1,5 (см. ТТ п. 12)	1	шт.					
14	Цанговый зажим или сальниковый ввод	2	шт.					
	Комплектный кабель (см. ТТ п. 20)	**	м					
15	Демпфер (гаситель пульсаций) объемом 1 л	1	компл.			Демпфер	1	12т
16	Обогреватель взрывозащищенный ~220 В, 50 Гц со встроенным автоматическим терморегулятором для поддержания заданной температуры в шкафу и термовыключателем для отключения нагревателя при перегреве (см. ТТ п. 25)	1	шт.					

1. * - размеры для справок.
2. ** - определяется изготовителем оборудования.
3. Класс зоны по взрыво- и пожароопасности в месте установки шкафа приборного: В-1г по ПУЭ, класс 2 по ГОСТ IEC 60079-10-1-2013. Категория и группа взрывоопасной смеси IIAT3. Климатические факторы внешней среды места эксплуатации по ГОСТ 15150-69 - УХЛ 1, за исключением параметра по температуре окружающей среды - минус 43...+22 °С.
4. Шкаф приборный должен сохранять работоспособность во время и после землетрясения 5 баллов по шкале MSK-64. Установка шкафа над нулевой отметкой от 0 до 10 м.
5. Шкаф приборный должен быть поставлен Заказчику комплектно с полностью выполненным монтажом комплектующих и внутренних соединений.
6. Корпус шкафа выполнить в виде двухслойной металлической конструкции, состоящей из наружной оболочки из листовой стали толщиной не менее 2 мм и внутренней оболочки из листовой стали толщиной не менее 1 мм. Обеспечить герметичность межстенного пространства и вводов под импульсные линии и кабели. Между наружной и внутренней оболочками должен быть заложен теплоизолирующий материал. Для защиты от провисания дверей в конструкции шкафа предусмотреть ролик подпора. На дверях шкафа предусмотреть ограничитель с функцией фиксации полного открытия.
7. При подготовке к окрашиванию поверхность шкафа приборного должна подвергаться абразивной зачистке с последующим нанесением цинкосодержащего грунта. Окраску корпуса выполнять порошковой полиэфирной эмалью, толщиной не менее 80 мкм в соответствии с ГОСТ 9.032-74. Рекомендуется поставлять шкаф приборный окрашенными в серый цвет (RAL 7035). Окраску цоколя (подставки) шкафа приборного выполнить в черный цвет по RAL9004.
8. В комплекте поставки шкафа приборного должны быть предусмотрены крепежные элементы (анкерные болты, гайки, шайбы) для крепления шкафа приборного к закладным конструкциям.
9. Таблички с номерами 1т-12т расположить возле соответствующего оборудования при изготовлении шкафа приборного. Информационные таблички выполнить в соответствии с требованиями приложения 1.
10. Габаритные размеры и расположение смотрового окна должны обеспечивать свободный осмотр показывающих приборов (шкал и дисплеев) без открытия дверей шкафа.
11. Трубная обвязка должна быть смонтирована при изготовлении шкафа приборного. Соединения элементов импульсной линии осуществлять с применением аргонодуговой сварки. Геометрические размеры сварных швов должны соответствовать типу С-2 по ГОСТ 14771-76. В случае применения автоматизированной сварки, допускается отклонение (уменьшение) размеров "e" от требований ГОСТ 14771-76, обусловленное объективными особенностями применяемого метода сварки с обязательным отражением в соответствующей документации изготовителя и подтверждено аттестованной технологией сварки. После сварки и проведения неразрушающего контроля импульсная обвязка подлежит пассивации или электрохимической/электролитно-плазменной полировке. Обработанная поверхность должна быть однородная, равномерно блестящая. На поверхности не допускаются помутнения, следы побежалости, ржавчины. Оценка качества обработки осуществляется по эталонным образцам согласованных с заказчиком. Допускается применение изогнутых импульсных линий при сохранении габаритов шкафа с учетом выполнения следующего требования:
   - изгибание труб импульсных линий должно производиться только на трубогибочных устройствах или станках. Минимальный радиус внутренней кривой изгиба труб должен быть:
     - для импульсных труб, изгибаемых в холодном состоянии, не менее 56 мм для труб диаметром 14 мм и не менее 64 мм для труб диаметром 16 мм;
     - для импульсных труб, изгибаемых в горячем состоянии, не менее 42 мм для труб диаметром 14 мм и не менее 48 мм для труб диаметром 16 мм.
12. Импульсная обвязка (трубопроводы импульсных линий, краны шаровые, ниппельные соединения, пробки, тройники, угловые соединения, сосуды разделительные) должна изготавливаться из нержавеющих сталей аустенитного класса по ГОСТ 5632 следующих марок - 08Х18Н10Т, 08Х18Н12Т, 10Х18Н10Т, 12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т.
13. Монтаж кранов шаровых должен быть выполнен таким образом, чтобы в открытом состоянии рукоятки кранов находились в вертикальном положении кверху.
14. Узлы подключения для внешних импульсных линий должны быть оснащены разъемными резьбовыми соединениями.
15. Маркировку импульсных линий выполнить в соответствии с п. 1 приложения 2.
16. В состав приемо-сдаточной документации передаваемой Заказчику должно входить:
   - свидетельство о монтаже трубных проводок по форме Приложения А.11 СП 77.13330.2016;
   - схема расположения сварных швов по форме Приложения А.12 СП 77.13330.2016;
   - сведения о сварщиках и дефектоскопистов по форме приложения А.15 СП 77.13330.2016;
   - результаты входного контроля материалов - сертификаты качества материалов для трубных проводок и сварочных материалов, подтвержденные результатами определения химического состава;
   - сведения (ВИК, ПВК) о результатах контроля качества всех сварных соединений.

Испытания импульсных линий должны проводиться в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84 и СП 77.13330.2016.
17. Шина заземления должна быть выполнена полосы стальной оцинкованной сечением 3х40 мм, с болтовыми соединениями для присоединения заземляющих проводников. Соединения должны быть защищены от коррозии и механических повреждений. Для болтовых соединений должны быть предусмотрены меры против ослабления контакта.
18. Узел заземления должен обеспечивать возможность подключения к внешнему контуру заземления путем приварки полосы стальной оцинкованной, сечением 3х40 мм или присоединением гибким проводником в соответствии с требованиями ПУЭ.
19. На схеме утолщенными линиями показаны заземляющие проводники и заземляющие шины, монтируемые при изготовлении шкафа приборного.
20. Для подключения оборудования внутри шкафа приборного должны быть применены контрольные кабели, соответствующие требованиям п. 2 приложения 2. При необходимости применения бронированных кабелей, заземление брони должно выполняться внутри кабельных вводов приборов и клеммных коробок.
21. Кабели и провода поставляемые комплектно со шкафом должны быть закреплены кабельными хомутами с шагом не более 150 мм.
22. Для всех кабельных вводов предусмотреть заглушки.
23. Для хранения документации на двери внутри шкафа должен быть предусмотрен специальный карман.
24. На задней стенке шкафа предусмотреть место для установки коробки для подключения кабелей обогрева импульсных линий. Коробка поставляется по спецификации комплекта 1344-101-АК-А.
25. Мощность обогревателя и тип теплоизоляции шкафа определяется производителем исходя из условия поддержания температуры внутри шкафа не ниже минус 35 °С (при наличии разделительного сосуда) при минимальной температуре окружающей среды минус 43°С. Мощность обогревателя не более 400 ВА.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
АО "Транснефть - Север"

____

«___» ___________ 20___ г.

Согласовано АО "Транснефть - Север":

Начальник отдела комплектации (ОМТС) ________ ____________ _______
(подпись) (Ф.И.О.) (дата)
(ответственный за согласование в АО "Транснефть - Север")

Начальник ОАСУ ТП ________ ____________ _______
(подпись) (Ф.И.О.) (дата)

Согласование, визирование и утверждение опросных листов внутри ОСТ выполняются службами ОСТ без привлечения организации-разработчика.

Наименование и адрес проектирующей организации	Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи», 119334, г. Москва, ул. Вавилова, д. 24, корп. 1
Наименование и адрес предприятия-заказчика	АО "Транснефть - Север", 169313, г. Ухта, просп. А.И. Зерюнова, д.2/1

Согласовано

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	406874

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Мельситов		Подп. ЭЦП	03.08.21
Проверил		Мельситов		Подп. ЭЦП	03.08.21
Нач. отд.		Абдуллина		Подп. ЭЦП	03.08.21
ГИП		Костенко		Подп. ЭЦП	03.08.21

1344-101-АК-А.ЗП.0/Л1.4.8

«Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружения на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН "Головные"»

Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.)

Стадия	Лист	Листов
Р	1	5

Шкаф приборный на 1 отбор давления. Опросный лист

Филиал "Центр проектирования систем автоматизации и связи"

04.08.2021 11:54:40

Формат А3x4

Приложение 1

Формы информационных табличек

Рисунок 1.1 - Информационная табличка для аварийных кнопок отключения ПНА

Рисунок 1.2 - Информационная табличка для аварийных кнопок отключения МНА

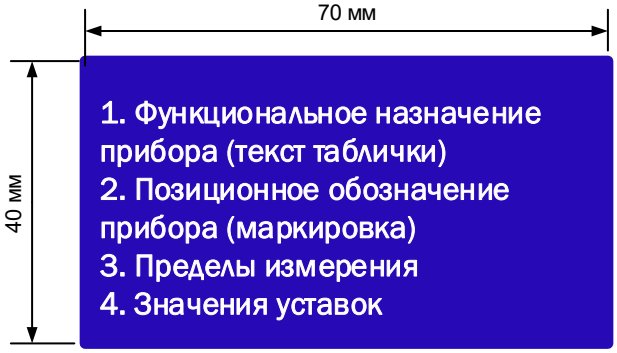


Рисунок 1.3 - Информационная табличка для сигнализаторов и СИ с дискретным выходом

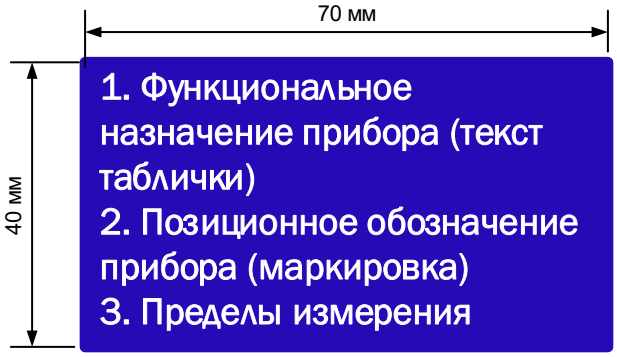


Рисунок 1.4 - Информационная табличка для СИ

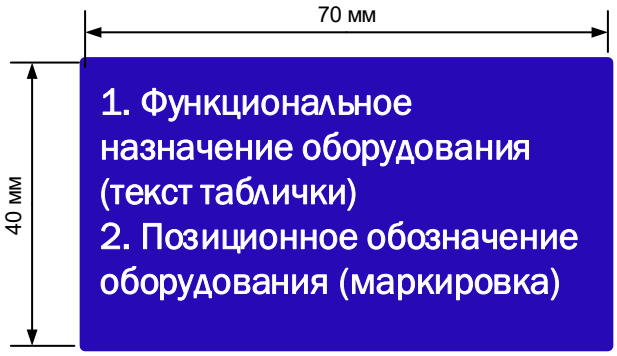


Рисунок 1.5 - Информационная табличка для полевых КИП и клеммных коробок

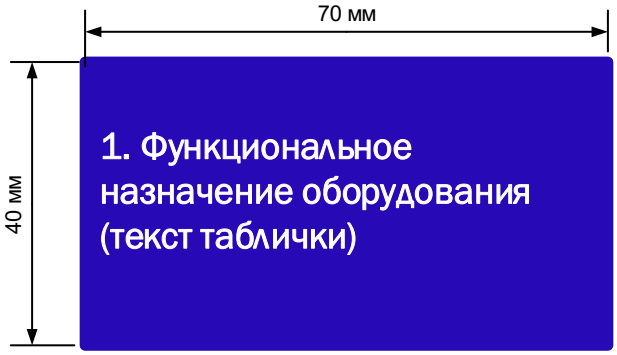


Рисунок 1.6 - Информационная табличка для шаровых кранов

1. Требование к окраске импульсных линий

На импульсные линии должны быть нанесены маркировочные кольца шириной 3·D (D – диаметр трубки) через каждые 1,5 м, но не менее двух колец (в начале и в конце линии). Маркировочные кольца на импульсных линиях окрашиваются цветом в соответствии с табл. 2.1.1

Маркировку импульсных линий в теплоизоляции наносят поверх теплоизоляции.

Таблица 2.1.1 – Цветовые решения для импульсных линий

№ п/п	Наименование системы трубопроводов	Цвет импульсных линий	Цветовой регистр стандартных образцов RAL [1]
1	2	3	4
1	Маслосистемы	Желтый	RAL 1023
2	Водоснабжения, канализации	Зеленый	RAL 6029
3	Сжатого воздуха	Синий	RAL 5005
4	Технологические трубопроводы	Коричневый	RAL 8004
5	Технологические трубопроводы (нефтепродукт)	Белый	RAL 8003
6	Пожаротушения и противопожарного водоснабжения	Красный	RAL 3020
7	Трубопроводы с азотом	Желтый	RAL 1023

2. Требование к комплектной кабельной продукции

Выбор конкретных марок и типов проводов и кабелей систем автоматизации и телемеханизации следует выполнять с учетом требований заводов-изготовителей оборудования и ГОСТ 31565. Применение кабелей с горючей полиэтиленовой изоляцией, а также кабелей с алюминиевыми жилами запрещается.

Все кабели (в том числе кабели питания) должны быть экранированные. Экран кабелей должен быть выполнен в виде оплетки из медных проволок или медной ленты с коэффициентом заполнения (коэффициентом поверхностной плотности оплетки) не менее 80%. Экранирующую оплетку кабеля необходимо заземлять в одной точке.

Многожильные кабели, содержащие более одной искробезопасной электрической цепи, должны иметь общий экран и иметь характеристики, соответствующие ГОСТ IEC 60079-14-2013.

Должны применяться кабели с сечением жил:

- для ИБЦ – 1 мм^2;
- для цепей управления, сигнализации, измерения, прокладываемых во взрывоопасных зонах – 1 мм^2;
- для питания – по расчёту падения напряжения в кабеле;
- для остальных цепей – 0,7÷0,8 мм^2.

Количество резервных жил при прокладке новых кабелей:

- при числе рабочих жил до 4 включительно допускается отсутствие резервных жил;
- при числе рабочих жил более 4-х и до 9 включительно - одна резервная жила;
- при 10 и более рабочих жил – две резервные жилы

Допускается увеличение количества резервных жил в кабеле:

- из-за ступенчатости стандартной шкалы жильности кабелей;
- для уменьшения номенклатуры поставляемых кабелей в рамках одного объекта.

«УТВЕРЖДАЮ»
Главный инженер
АО «Транснефть – Север»
_____
«___»_____ 20___ г.

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
1	Наименование и адрес проектирующей организации	–	Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи», 119334, г. Москва, ул. Вавилова, д. 24, корп. 1
2	Наименование и адрес предприятия-заказчика	–	АО «Транснефть – Север», проспект А.И. Зерюнова, д.2/1, г. Ухта, Республика Коми, 169313
3	Назначение прибора	–	Для соединения и разветвления кабелей с медными жилами в цепях управления и контроля
4	Идентификатор прибора	–	065КС01
5	Место установки прибора	–	Шкаф приборный
6	Класс зоны по взрыво- и пожароопасности	–	В-1г по ПУЭ, класс 2 по ГОСТ IEC 60079-10-1-2013
7	Категория и группа взрывоопасной смеси	–	IIAT3
8	Сохранение работоспособности во время и после землетрясения	Баллы по MSK-64	5
9	Количество разъёмов с 2-мя пружинными зажимами для проводников сечением 0,75…2,5 мм^2	шт.	6
10	Количество разъёмов с 3-мя пружинными зажимами для проводников сечением 0,75…2,5 мм^2	шт.	Нет
11	Количество разъёмов с 4-мя пружинными зажимами для проводников сечением 0,75…2,5 мм^2	шт.	Нет
12	Наличие кабельных вводов для подключения комплектно поставляемых со щитом/шкафом приборным кабелей №0	–	Да, тип и количество определяется поставщиком-изготовителем в соответствии с 1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.4.8
13	Кабельный ввод для кабеля (наружный диаметр кабеля от 6 до 12 мм) №1	шт.	-
14	Кабельный ввод для кабеля (наружный диаметр кабеля от 11 до 18 мм) №2	шт.	-
15	Кабельный ввод для кабеля (наружный диаметр кабеля от 17 до 23 мм) №3	шт.	-
16	Кабельный ввод для кабеля (наружный диаметр кабеля от 23 до 29 мм) №4	шт.	-
17	Кабельный ввод для бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 8 до 17 мм / от 6 до 14 мм), тип брони - любой №1Б	шт.	-

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 406874

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Мельситов		Подп. ЭЦП	03.08.21
Проверил		Мельситов		Подп. ЭЦП	03.08.21
Нач. отдела		Абдуллина		Подп. ЭЦП	03.08.21
ГИП		Костенко		Подп. ЭЦП	03.08.21

1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.6.1.1-1

«Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН "Головные""

Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.)

Стадия	Лист	Листов
Р	1	4

Коробка клеммная (тип 1). Опросной лист

Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи»

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
18	Кабельный ввод для бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 15 до 24 мм / от 11 до 19 мм), тип брони - любой №2Б	шт.	-
19	Кабельный ввод для бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 23 до 30 мм / от 18 до 25 мм), тип брони - любой №3Б	шт.	-
20	Кабельный ввод для бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 29 до 36 мм / от 23 до 31 мм), тип брони - любой №4Б	шт.	-
21	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1/4” для ввода небронированного кабеля в металлорукаве DN8 (наружный диаметр кабеля от 4 до 7 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1/4” - №1Т	шт.	-
22	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1/2” для ввода небронированного кабеля в металлорукаве DN15 (наружный диаметр кабеля от 6 до 12 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1/2” - №2Т	шт.	-
23	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G3/4” для ввода небронированного кабеля в металлорукаве DN20 (наружный диаметр кабеля от 11 до 18 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G3/4” - №3Т	шт.	-
24	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1” для ввода небронированного кабеля в металлорукаве DN25 (наружный диаметр кабеля от 17 до 23 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1” - №4Т	шт.	-
25	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1 1/4” для ввода небронированного кабеля в металлорукаве DN32 (наружный диаметр кабеля от 23 до 29 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1 1/4” - №5Т	шт.	-
26	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G3/4” для ввода бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода в металло-рукаве DN20 (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 8 до 17 мм / от 6 до 14 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G3/4”, тип брони - любой №1ТБ	шт.	**1**
27	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1” для ввода бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода в металлорукаве DN25 (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 15 до 24 мм / от 11 до 19 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1”, тип брони - любой №2ТБ	шт.	-

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
28	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1 1/4” для ввода бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода в металло-рукаве DN32 (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 23 до 30 мм / от 18 до 25 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1 1/4”, тип брони - любой №3ТБ	шт.	-
29	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1 1/2” для ввода бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода в металло-рукаве DN38 (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 29 до 36 мм / от 23 до 31 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1 1/2”, тип брони - любой №4ТБ	шт.	-
30	Номер ввода / количество / сторона расположения	–	№0 / не менее 2 / верх
31	Номер ввода / количество / сторона расположения	–	№1ТБ / 1 / низ
32	Номер ввода / количество / сторона расположения	–	– / – / –
33	Номер ввода / количество / сторона расположения	–	– / – / –
34	Наличие заглушек для кабельных вводов	–	Да (см. примечание 2)
35	Климатические факторы внешней среды места эксплуатации по ГОСТ 15150 за исключением параметра, указанного в следующем пункте	–	УХЛ 1
36	Температура окружающей среды	°С	От минус 43 до + 22
37	Наличие внешней / внутренней клеммы заземления	–	Да / нет
38	Наличие внутренней шины заземления / количество зажимов заземления	–	Нет / -
39	Напряжение питания	В	~380, 50 Гц
40	Материал корпуса	–	Сталь или алюминиевый сплав
41	Искробезопасное покрытие	–	Да
42	Исполнение взрывозащищенное	–	Да
43	Тип взрывозащиты	–	Взрывонепроницаемая оболочка
44	Степень защиты от влаги и пыли по ГОСТ 14254, не ниже	–	IP 54
45	Материал кабельного ввода	–	Оцинкованная сталь
46	Тип кабельного ввода	–	Взрывозащищенный
47	Габаритные размеры, В×Ш×Г, не более	мм	Определяется поставщиком-изготовителем
48	Масса, не более	кг	Определяется поставщиком-изготовителем
49	Установка изделия над нулевой отметкой	м	От 0 до 10, ниже 0 до нижнего уровня фундамента
50	Наличие паспорта (формуляра)	–	Да
51	Наличие инструкции (руководства) по эксплуатации	–	Да

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
52	Наличие сертификата соответствия требованиям ТР ТС «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011)	–	Да
53	Наличие сертификата (копии) соответствия требованиям ГОСТ 30546.1 или ТУ (копия) с записью, соответствующей приложению «Г» ГОСТ 30546.1, которые подтверждают соответствие изделия требованиям ОЛ по сейсмостойкости (см. примечание 3)	–	Да
54	Наличие оборудования в составе Сводной ведомости «Единицы оборудования АСУТП и СИКН»	–	Не нормируется
55	Номер группы оборудования в Сводной ведомости «Единицы оборудования АСУТП и СИКН»	–	Без дополнительных требований

Примечания:

1. Вся документация должна быть выполнена на русском языке.
2. Все кабельные ввода должны иметь заглушки с уплотнительным кольцом для закрытия неиспользуемых вводных отверстий в коробке.
3. Сертификат или запись в ТУ с балльностью равной или выше требуемой пунктом 8 опросного листа, подтверждает соответствие изделия заданным требованиям сейсмостойкости.

Согласовано АО «Транснефть – Север»:

Начальник отдела комплектации (ОМТС) _____ _____ «___»_____20__г.
(подпись) (Ф.И.О.)
(ответственный за согласование в АО «Транснефть – Север»)

Начальник ОАСУТП _____ _____ «___»_____20__г.
(подпись) (Ф.И.О.)

Согласование, визирование и утверждение ОЛ внутри ОСТ выполняется службами ОСТ без привлечения организации-разработчика ПСД.

«УТВЕРЖДАЮ»
Главный инженер
АО «Транснефть – Север»
_____
«___»_____ 20___ г.

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
1	Наименование и адрес проектирующей организации	–	Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи», 119334, г. Москва, ул. Вавилова, д. 24, корп. 1
2	Наименование и адрес предприятия-заказчика	–	АО «Транснефть – Север», проспект А.И. Зерюнова, д.2/1, г. Ухта, Республика Коми, 169313
3	Назначение прибора	–	Для соединения и разветвления кабелей с медными жилами в цепях управления и контроля
4	Идентификатор прибора	–	065КС02
5	Место установки прибора	–	Шкаф приборный
6	Класс зоны по взрыво- и пожароопасности	–	В-1г по ПУЭ, класс 2 по ГОСТ IEC 60079-10-1-2013
7	Категория и группа взрывоопасной смеси	–	IIAT3
8	Сохранение работоспособности во время и после землетрясения	Баллы по MSK-64	5
9	Количество разъёмов с 2-мя пружинными зажимами для проводников сечением 1,0…4,0 мм^2	шт.	6
10	Количество разъёмов с 3-мя пружинными зажимами для проводников сечением 0,75…2,5 мм^2	шт.	Нет
11	Количество разъёмов с 4-мя пружинными зажимами для проводников сечением 0,75…2,5 мм^2	шт.	Нет
12	Наличие кабельных вводов для подключения комплектно поставляемых со щитом/шкафом приборным кабелей №0	–	Да, тип и количество определяется поставщиком-изготовителем в соответствии с 1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.4.8
13	Кабельный ввод для кабеля (наружный диаметр кабеля от 6 до 12 мм) №1	шт.	-
14	Кабельный ввод для кабеля (наружный диаметр кабеля от 11 до 18 мм) №2	шт.	1
15	Кабельный ввод для кабеля (наружный диаметр кабеля от 17 до 23 мм) №3	шт.	-
16	Кабельный ввод для кабеля (наружный диаметр кабеля от 23 до 29 мм) №4	шт.	-
17	Кабельный ввод для бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 8 до 17 мм / от 6 до 14 мм), тип брони - любой №1Б	шт.	-

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 406874

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Мельситов		Подп. ЭЦП	03.08.21
Проверил		Мельситов		Подп. ЭЦП	03.08.21
Нач. отдела		Абдуллина		Подп. ЭЦП	03.08.21
ГИП		Костенко		Подп. ЭЦП	03.08.21

1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.6.1.1-2

«Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН "Головные""

Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.)

Стадия	Лист	Листов
Р	1	4

Коробка клеммная (тип 2). Опросной лист

Филиал «Центр проектирования систем автоматизации и связи»

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
18	Кабельный ввод для бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 15 до 24 мм / от 11 до 19 мм), тип брони - любой №2Б	шт.	-
19	Кабельный ввод для бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 23 до 30 мм / от 18 до 25 мм), тип брони - любой №3Б	шт.	-
20	Кабельный ввод для бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 29 до 36 мм / от 23 до 31 мм), тип брони - любой №4Б	шт.	-
21	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1/4” для ввода небронированного кабеля в металлорукаве DN8 (наружный диаметр кабеля от 4 до 7 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1/4” - №1Т	шт.	-
22	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1/2” для ввода небронированного кабеля в металлорукаве DN15 (наружный диаметр кабеля от 6 до 12 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1/2” - №2Т	шт.	-
23	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G3/4” для ввода небронированного кабеля в металлорукаве DN20 (наружный диаметр кабеля от 11 до 18 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G3/4” - №3Т	шт.	-
24	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1” для ввода небронированного кабеля в металлорукаве DN25 (наружный диаметр кабеля от 17 до 23 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1” - №4Т	шт.	-
25	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1 1/4” для ввода небронированного кабеля в металлорукаве DN32 (наружный диаметр кабеля от 23 до 29 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1 1/4” - №5Т	шт.	-
26	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G3/4” для ввода бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода в металло-рукаве DN20 (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 8 до 17 мм / от 6 до 14 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G3/4”, тип брони - любой №1ТБ	шт.	-
27	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1” для ввода бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода в металлорукаве DN25 (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 15 до 24 мм / от 11 до 19 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1”, тип брони - любой №2ТБ	шт.	-

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
28	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1 1/4” для ввода бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода в металло-рукаве DN32 (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 23 до 30 мм / от 18 до 25 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1 1/4”, тип брони - любой №3ТБ	шт.	-
29	Кабельный ввод для трубной проводки с внутренней резьбой G1 1/2” для ввода бронированного кабеля с заземлением брони внутри ввода в металло-рукаве DN38 (наружный диаметр кабеля / диаметр кабеля со снятой броней от 29 до 36 мм / от 23 до 31 мм) в комплекте с муфтой для присоединения металлорукава с внешней резьбой G1 1/2”, тип брони - любой №4ТБ	шт.	-
30	Номер ввода / количество / сторона расположения	–	№0 / не менее 2 / верх
31	Номер ввода / количество / сторона расположения	–	№2 / 1 / низ
32	Номер ввода / количество / сторона расположения	–	– / – / –
33	Номер ввода / количество / сторона расположения	–	– / – / –
34	Наличие заглушек для кабельных вводов	–	Да (см. примечание 2)
35	Климатические факторы внешней среды места эксплуатации по ГОСТ 15150 за исключением параметра, указанного в следующем пункте	–	УХЛ 1
36	Температура окружающей среды	°С	От минус 43 до + 22
37	Наличие внешней / внутренней клеммы заземления	–	Да / нет
38	Наличие внутренней шины заземления / количество зажимов заземления	–	Нет / -
39	Напряжение питания	В	~380, 50 Гц
40	Материал корпуса	–	Сталь или алюминиевый сплав
41	Искробезопасное покрытие	–	Да
42	Исполнение взрывозащищенное	–	Да
43	Тип взрывозащиты	–	Взрывонепроницаемая оболочка
44	Степень защиты от влаги и пыли по ГОСТ 14254, не ниже	–	IP 54
45	Материал кабельного ввода	–	Оцинкованная сталь
46	Тип кабельного ввода	–	Взрывозащищенный
47	Габаритные размеры, В×Ш×Г, не более	мм	Определяется поставщиком-изготовителем
48	Масса, не более	кг	Определяется поставщиком-изготовителем
49	Установка изделия над нулевой отметкой	м	От 0 до 10, ниже 0 до нижнего уровня фундамента
50	Наличие паспорта (формуляра)	–	Да
51	Наличие инструкции (руководства) по эксплуатации	–	Да

№ п/п	Запрашиваемые данные	Ед. изм.	Технические характеристики, данные
52	Наличие сертификата соответствия требованиям ТР ТС «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011)	–	Да
53	Наличие сертификата (копии) соответствия требованиям ГОСТ 30546.1 или ТУ (копия) с записью, соответствующей приложению «Г» ГОСТ 30546.1, которые подтверждают соответствие изделия требованиям ОЛ по сейсмостойкости (см. примечание 3)	–	Да
54	Наличие оборудования в составе Сводной ведомости «Единицы оборудования АСУТП и СИКН»	–	Не нормируется
55	Номер группы оборудования в Сводной ведомости «Единицы оборудования АСУТП и СИКН»	–	Без дополнительных требований

Примечания:

1. Вся документация должна быть выполнена на русском языке.
2. Все кабельные ввода должны иметь заглушки с уплотнительным кольцом для закрытия неиспользуемых вводных отверстий в коробке.
3. Сертификат или запись в ТУ с балльностью равной или выше требуемой пунктом 8 опросного листа, подтверждает соответствие изделия заданным требованиям сейсмостойкости.

Согласовано АО «Транснефть – Север»:

Начальник отдела комплектации (ОМТС) _____ _____ «___»_____20__г.
(подпись) (Ф.И.О.)
(ответственный за согласование в АО «Транснефть – Север»)

Начальник ОАСУТП _____ _____ «___»_____20__г.
(подпись) (Ф.И.О.)

Согласование, визирование и утверждение ОЛ внутри ОСТ выполняется службами ОСТ без привлечения организации-разработчика ПСД.

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
	Давление нефти после обратного клапана						
1.1	Шкаф приборный на 1 отбор давления в составе:	1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.4.8		шт.	1		007.1
1.1.1	Датчик избыточного давления	1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.1.1.1.1		шт.	1		065PT01
1.1.2	Манометр технический	1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.1.1.3.1		шт.	1		065PG01
1.1.3	Датчик температуры врезной с ЖК дисплеем	1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.1.2.1.1		шт.	1		065TIT01
1.1.4	Коробка клеммная (тип 1)	1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.6.1.1-1		шт.	1		065KC01
1.1.5	Коробка клеммная (тип 2)	1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.6.1.1-2		шт.	1		065KC02
1.2	Термопреобразователь сопротивления врезной	1344-101-АК-А.ЗП.ОЛ1.1.2.1.7		шт.	1		065TIT02
2	ПНР шкафа ИВ	1344-101-АК-А.ЗП		компл.	1		
		раздел 3					
3	Аппаратная доработка шкафа УСО2.2	1344-101-АК-А.ЗП		компл.	1		
	Пусконаладочные работы доработанного шкафа УСО2.2	раздел 3		компл.	1		

Согласовано:

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл. 406874

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Мельситов В. В.			03.08.21
Проверил		Мельситов			03.08.21
Н. контр.		Черкесов			03.08.21
Нач. отдела		Абдуллина			03.08.21
ГИП		Костенко			03.08.21

1344-101-АК-А.ЗП.СО

«Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН "Головные""

Комплект для расширения СА МНС+ПНС+РП НПС Уса на контроллерном оборудовании Schneider Electric производства ЗАО "Эмикон" (2006 г.)

Стадия	Лист	Листов
Р	1	2

Спецификация оборудования, изделий и материалов

Филиал "Центр проектирования систем автоматизации и связи"

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
4	Доработка ПО КК СТМ СА	1344-101-АК-А.ЗП		компл.	1		
		раздел 3					
	ПНР ПО КК СТМ СА (основной)	1344-101-АК-А.ЗП		компл.	1		
	ПНР ПО КК СТМ СА (резервный)	раздел 3		компл.	1		
5	Доработка ПО шкафа КЦ	1344-101-АК-А.ЗП		компл.	1		
	Пусконаладочные работы доработанного ПО шкафа КЦ	раздел 3		компл.	1		
6	Доработка ПО АРМ оператора	1344-101-АК-А.ЗП		компл.	1		
		раздел 3					
	ПНР ПО АРМ оператора (основное)	1344-101-АК-А.ЗП		компл.	1		
	ПНР ПО АРМ оператора (резервный)	раздел 3		компл.	1		
	Патч-корд FTP, категории 5е, 2xRJ45 8P8C, литой, 15 м			шт.	4		
	ЗИП нижнего, среднего и верхнего уровней в размере 2% от стоимости оборудования			компл.	1		
	Номенклатура должна быть согласована с Заказчиком						

Согласовано:

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл. 406874