

Публичное акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»
(ПАО «Славнефть-ЯНОС»)

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
ПАО «Славнефть-ЯНОС»


Э.В. Дутлов
Н.Н. Вахромов
«___» _____ 2021 г.
31 АВГ 2021

Дата введения в действие:
«___» _____ 2021 г.

Типовые технические условия по проектированию части АТХ и на средства КИПиА для объектов ПАО «Славнефть-ЯНОС»

Взамен «Типовых технических условий
по проектированию части АТХ и на средства КИПиА для объектов
ПАО «Славнефть-ЯНОС» от 10.04.2019

г. Ярославль
2021

Содержание

1	Общие положения. Структура документа. Сокращения в документе.....	3
2	Требования к рабочей документации. Состав рабочей проектной документации по КИПиА (часть АТХ)	7
3	Требования к заказной документации на оборудование и материалы КИПиА.....	24
4	Общие требования к оборудованию КИПиА	32
5	Измерение давления.....	44
6	Измерение и контроль расхода	56
7	Измерение и контроль уровня	84
8	Измерение и контроль температуры.....	92
9	Контроль пламени.....	99
10	Аналитическое оборудование.....	101
11	Приборы физического и химического анализа	110
12	Запорная и регулирующая арматура	112
13	Особенности монтажа полевого оборудования КИПиА.....	120
14	Основные положения по кабельной продукции	125
15	Типовые подходы по подключению сигналов к РСУ и ПАЗ.....	132
16	Программно-аппаратный комплекс инженера КИП и А (ПАК)	169

1 Общие положения. Структура документа. Сокращения в документе.

Настоящие типовые технические условия (далее по тексту – ТТУ) являются рекомендациями по проектированию части АТХ, формированию требований к оборудованию и материалам КИПиА (за исключением оборудования РСУ и ПАЗ (модулей ввода-вывода, контроллеров, станций)) для объектов ПАО «Славнефть-ЯНОС», должны рассматриваться и выполняться совместно со следующими актуальными документами:

- «Основные технические решения по проектированию и монтажу средств КИПиА для объектов ПАО «Славнефть-ЯНОС».
- «Типовые технические условия по проектированию систем управления (часть АТХ) на установках ПАО «Славнефть-ЯНОС».
- «Альбом типовых схем подключения сигналов к системам управления (АСУТП) для объектов ПАО «Славнефть-ЯНОС».
- Шаблоны опросных листов.
- «Требования к проектированию разделов ТХ (технологические схемы) ТТ (теплотехнические схемы) и НВК (схемы обратного водоснабжения)».

ТТУ применяются при выполнении следующих видов работ:

- Разработка заказной документации на оборудование и материалы КИПиА (опросные листы (далее по тексту – ОЛ), спецификации)).
- Разработка документов проекта в части АТХ («Автоматизация технологических процессов» по ГОСТ 21.408-2013).
- Разработка других частей проекта (технологической, монтажной, электрической и др.) в плане выбора принципов измерения (контроля), а также интеграции оборудования и материалов КИПиА в эти части.
- Формирование технических заданий, условий, требований к оборудованию и материалам КИПиА.
- Формирование требований к оборудованию и материалам КИПиА, поставляемым комплектно с технологическим оборудованием.

Отклонения от ТТУ, особенности применения ТТУ (в том числе указанные в тексте), уточнение вероятных противоречий (разночтений) в ТТУ и приложениях

необходимо

согласовывать, уточнять в ПАО «Славнефть-ЯНОС». Запрос согласований и необходимой информации необходимо производить официально.

Основные цели ТТУ:

- Применение надежного, безопасного, функционального, современного оборудования и материалов КИПиА.
- Применение надежных и современных типовых проектных решений, унифицированного оборудования и материалов КИПиА.
- Унификация и стандартизация документов рабочего проектирования.
- Обеспечение соответствия применяемого оборудования, материалов, проектных решений требованиям нормативных и руководящих документов.
- Повышение эффективности применения, эксплуатации, ремонта, учета оборудования КИПиА.
- Автоматизация процесса эксплуатации, ремонта, учета оборудования КИПиА.
- Расширение применения интеллектуального оборудования КИПиА, цифровых протоколов, средств диагностики оборудования и технологического процесса.

Настоящие типовые технические условия состоят из следующих основных разделов:

- Требования к рабочей проектной документации. В данном разделе описаны основные типовые подходы и требования к разработке рабочей части проекта части АТХ.
- Требования к заказной документации. В данном разделе представлены основные типовые подходы и требования к заказной документации на КИПиА.
- Общие требования к оборудованию КИПиА. В данном разделе описаны типовые подходы и требования к оборудованию КИПиА, являющиеся общими для всего оборудования КИПиА. Индивидуальные требования к отдельным видам оборудования приведены в следующих разделах.
- Требования к измерению, контролю основных параметров процесса, аналитическому оборудованию и оборудованию физического и химического анализа. Каждому виду измерений (контроля) посвящен отдельный раздел, в котором описаны принципы измерения контроля, дополнительные (к общим) требования к оборудованию, требования к рабочей документации.

При наличии противоречий (разночтений), требования к оборудованию КИПиА, указанные в этих разделах, являются приоритетными по отношению к общим требованиям.

- Требования к запорной и регулирующей арматуре.
- Особенности монтажа полевого оборудования КИПиА. Описаны требования к применению и характеристикам шкафов, чехлов, коробок, импульсных линий.
- Основные положения по кабельной продукции. В разделе описаны основные типовые требования к кабельной продукции.
- Типовые подходы по подключению сигналов к РСУ и ПАЗ. В разделе описаны типовые варианты подключения сигналов к РСУ и ПАЗ, требования к барьерам искрозащиты, системам удаленного ввода-вывода, блокам питания. Данный раздел следует рассматривать совместно с «Альбомом типовых схем подключения сигналов к системам управления (АСУТП) для объектов ПАО «Славнефть-ЯНОС» (в случае противоречий (разночтений) с Альбомом требования настоящих ТТУ являются приоритетными).
- Программно-аппаратный комплекс инженера КИПиА. Приведено описание типовых требований по функционалу, аппаратному и программному обеспечению.

Сокращения, обозначения в документе:

ТТУ - Типовые технические условия.

Заказчик – ПАО «Славнефть-ЯНОС (по техническим вопросам – служба КИПиА). ОЛ – опросный лист.

ЗТП – запрос технического предложения.

ОТР - Основные технические решения по проектированию и монтажу средств КИПиА для объектов ПАО «Славнефть-ЯНОС».

Спец. – спецификация.

РСУ – распределенная система управления.

ПАЗ – система противоаварийной защиты.

ПАК – программно-аппаратный комплекс.

ТТУ не подлежат распространению без официального согласования с ПАО «Славнефть-ЯНОС».

2 Требования к рабочей документации. Состав рабочей проектной документации по КИПиА (часть АТХ)

2.1. Рабочая проектная документация в общем виде должна содержать два основных раздела:

2.1.1. АТХ – основной раздел, в котором содержатся следующие документы, обозначенные согласно ГОСТ 34.201-89:

- Общие данные. Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ.ОД.
- Схема соединений и подключения внешних проводок (схемы внешних соединений). Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ.С4.
- Чертежи расположения оборудования и внешних проводок (планы трасс). Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ.С7.
- Кабельные журналы. Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ.КЖ (см. п 6.5 ГОСТ 21.613-2014).
- Спецификация оборудования. Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ.СО (см. ГОСТ 21.110-2013).
- Схемы монтажные КИП. Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ.СМ (см. документ «Основные технические решения по проектированию и монтажу средств КИПиА для объектов ПАО «Славнефть-ЯНОС»).
- Подраздел заказной документации. Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ.ОЛ. Каждому оборудованию, закупаемому по опросным листам, присваиваются свои уникальные номера, например, АТХ.ОЛ-21, АТХ.ОЛ-04 и т.д.
- Лист регистрации изменений. Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ.ТИ.

2.1.2. АТХ1 – раздел АСУТП, в котором содержатся следующие документы (ГОСТ 34.201-89):

- Общие данные. Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ.ОД.
- Структурная схема комплекса технических средств (Схема

структурная системы управления и противоаварийной защиты).

Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ1.С1.

- Аппаратная. План расположения оборудования. Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ1.С8.
- Аппаратная. План расположения кабельных трасс. Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ1.С7.
- Подраздел заказной документации. Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ1.ОЛ, АТХ1.ЗТП. Каждой подсистеме, закупаемой по опросным листам, присваиваются свои уникальные номера, например, АТХ.ОЛ-101, АТХ.ОЛ-106 и т.д.

** – в случае если проектная организация также разрабатывает эксплуатационную документацию на АСУТП проектируемого объекта необходимо в раздел АТХ1 включать документы согласно ГОСТ 34.201-89, разработку «Эскизного проекта», «Технического проекта», «Рабочей документации».*

- Технические условия (Локальные технические условия для проектируемой системы управления. Документ входит в состав заказной документации, является его неотъемлемой частью.). Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ1.ТУ.
- Схемы мнемонические (Эскизы кадров мнемосхем проектируемого объекта). Документ выпускается для объектов капитального строительства и технического перевооружения, а также для проектов по замене системы управления объектом. Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ1.МН.
- Таблицы подключения (Таблицы подключения магистральных кабелей с наружной установки к коммутирующему устройству АСУТП, например, кроссовый клеммник кроссового шкафа). Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ1.ХХХХ.Сб, где ХХХХ – проектное обозначение шкафа/щита АСУТП, в котором происходит подключение.
- Таблица обработки переменных. Предпочтительное обозначение марки документа – АТХ1.ТОП.
- Схема электрических соединений. Предпочтительное

обозначение марки документа – АТХ1.Э4. Раздел проекта выпускается при необходимости проектирования дополнительного оборудования в шкафах АСУТП, требующие электрического подключения.

- 2.2. В случае, если проектируемый объект разбит на монтажные или технологические блоки, разделы частей АТХ выпускаются в соответствии с принятым разбиением и присвоением номера монтажного/технологического блока в шифре названия проекта раздела АТХ. Раздел АТХ1 выпускается один на проектируемый объект.
- 2.3. В составе раздела АТХ не выпускается функциональная схема автоматизации (п. 5.3 ГОСТ 21.408-2013). Данные схемы выпускаются под маркой ТХ (в соответствии с требованиями к проектированию разделов ТХ (технологические схемы) ТТ (теплотехнические схемы) и НВК (схемы обратного водоснабжения)).
- 2.4. Разделы АТХ и АТХ1 выпускаются при любом объеме проектирования, которое затрагивает как проектирование полевого КИП, так и АСУТП. Подразделы также формируются в соответствии с требованиями технического задания.
- 2.5. В случае, когда проектирование подразумевает изменение в существующую систему управления, необходимо, чтобы данное изменение было отражено в базовом проекте на АСУТП.
- 2.6. Подразделы проекта п.2.1. выполняются согласно требованиям ГОСТ 21.408-2013, а также ГОСТ Р 21.1101-2013 со следующими пояснениями:

«Общие данные»

- 2.6.1. Раздел «Общие данные» выполняется в виде отдельного документа. Пример оформления данного документа представлен в приложении №1.

«Схемы внешних соединений»

- 2.6.2. Схемы внешних соединений выполняются в соответствии с п.5.6. ГОСТ 21.408-2013. Не допускается выполнение схем внешних

соединений в виде таблиц.

- 2.6.3. На схемах внешних соединений должны быть обозначены все кабельные подключения на проектируемом объекте.
- 2.6.4. На схемах внешних соединений должны быть указаны обозначения всех кабелей, каждой жилы кабеля по принципу сквозной нумерации.
- 2.6.5. Согласно ГОСТ 21.408-2013 на схеме подключения в общем случае показывают подключение проводок к групповым установкам приборов КИПиА, соединительным коробкам, щитам (включая клеммные), пультам, комплексам, их составным частям. На схеме подключения приводят и наносят:
- эскизные изображения устройств (приборы, соединительные коробки, узлы систем удаленного ввода-вывода, щиты, посты и т.д.), к которым подключают проводки;
 - подключение к ним жил кабелей, проводов и труб и их обозначения;
 - отрезки кабелей, труб в соответствии со схемой соединений.
- 2.6.6. На схемах внешних соединений указываются тип и номер кабеля, параметры защитных изделий для кабеля (металлорукава, защитные трубы, коробка, лотки).
- 2.6.7. На схемах внешних соединений указываются ссылки на конечное устройство подключение кабеля (например, кроссовый шкаф АСУТП) с указанием ссылки на конкретный лист раздела проекта АТХ1, где обозначены подключения этого кабеля.
- 2.6.8. Пример оформления схем внешних соединений представлен в приложении № 2.

«Планы трасс»

- 2.6.9. План трасс выполняется в соответствии с п.5.7. ГОСТ 21.408-2013.
- 2.6.10. План трасс должен выполняться на основе планов расположения технологического оборудования и трубопроводов (раздел проекта ТМ), а также плана зданий и сооружений проектируемого объекта. При наличии в проекте раздела ТМ, раздел АТХ.ПТ формируется посредством «наложения» средств КИПиА на контуры оборудования и

трубопроводов с обозначением номеров осей стоек эстакад, несущих и опорных конструкций, технологического оборудования, зданий и сооружений.

2.6.11. На планах трасс кабельные короба и лотки должны быть обозначены в соответствии с п.5.7.7 – 5.7.13, а также таблицами Б1 и Б2 ГОСТ 21.408- 2013

2.6.12. На планах трасс необходимо указывать приборы, расположенные на технологическом оборудовании и не имеющие подключаемых к ним линий связи (биметаллические термометры, манометры и т.д.).

2.6.13. Пример оформления плана трасс представлен в приложении № 3.

«Спецификация оборудования»

2.6.14. Спецификация оборудования должна быть выполнена в соответствии с п.7 ГОСТ 21.408-2013.

«Схемы монтажные КИП»

2.6.15. Монтажные схемы средств КИПиА представляют собой эскизы, на которых отображаются все составные части монтажных комплектов для установки конкретной позиции прибора или исполнительного механизма на технологическом оборудовании. На данных эскизах указывается граница разделения между разделом проекта АТХ и разделом монтажных схем оборудования и трубопроводов (ТМ). По монтажным схемам формируется спецификация оборудования, изделий и материалов для формирования монтажных комплектов средств КИПиА.

2.6.16. Типовые монтажные схемы средств КИПиА представлены в документе «Основные технические решения по проектированию и монтажу средств КИПиА для объектов ПАО «Славнефть-ЯНОС».

2.6.17. При формировании монтажных чертежей и проектировании измерительных трубных проводок необходимо руководствоваться стандартом организации СТО5124664-002-2016 «Системы автоматизации. Проектирование закладных конструкций для отборов давления, разрежения, вакуума».

2.6.18. В документе «Схемы монтажные КИП» должна присутствовать

следующая фраза: «Монтаж трубных проводок вести в соответствии с требованиями стандарта организации СТО 11233753-005-2016 «Системы автоматизации. Монтаж трубных проводок. Проводки из металлических труб». Исключение составляет специфическое оборудование, которое имеет официальный документ, отражающий требования к монтажу. Данный документ также должен быть указан в АТХ.СМ.

«Кабельный журнал»

2.6.19. Кабельный журнал выполняют в соответствии с п.6.5 (форма 7) ГОСТ 21.613-2014 (либо форму кабельного журнала согласовать с Заказчиком).

2.6.20. В кабельном журнале должен быть указан код сигнала:

<1> - сигнал ~220В, ~380В;

<2> - сигнал =24В – дискретные вводы/выводы, питание;

<3> - сигнал =24В – 4-20мА измерительная цепь;

<4> - сигнал искробезопасная цепь;

<5> - сигнал цифровой интерфейс.

«Таблица регистрации изменений»

2.6.21. Внесение изменений в проектную документацию производится согласно п.7 ГОСТ 21.1101-2013.

2.6.22. В случае, когда проектная организация должна внести изменение в существующую рабочую документацию, оформляется разрешение на внесение изменений (п.7.2 ГОСТ 21.1101-2013).

2.6.23. Непосредственно внесение изменений в существующую рабочую документацию производится согласно (п.7.3-7.5 ГОСТ 21.1101-2013).

2.6.24. Сама таблица регистраций изменений выполняется в соответствии с приложением М ГОСТ 21.1101-2013, форма 10 и 11.

«Структурная схема комплекса технических средств»

2.6.25. Требования к структуре схемы структурной комплекса технических

средств по ГОСТ 34.201-89 устанавливаются РД 50-34.698-90.

- 2.6.26. Документ содержит состав комплекса технических средств и связи между этими техническими средствами или группами технических средств, объединенными по каким-либо логическим признакам (например, совместному выполнению отдельных или нескольких функций, одинаковому назначению и т. д.).
- 2.6.27. Требования по выполнению структурной схемы комплекса технических средств приведены в п. 2.6 ГОСТ 24.302-80.
- 2.6.28. При выполнении структурной схемы комплекса технических средств не использовать ГОСТ 24.303-80. Пример выполнения схемы см приложение № 4.

«Аппаратная. План расположения оборудования»

- 2.6.29. Документ выполняется согласно п.4.3 РД 50-34.698-90.
- 2.6.30. Пример планов расположения оборудования в аппаратном зале см. Приложение № 5.
- 2.6.31. На планах расположения оборудования аппаратного зала необходимо отображать чертеж здания и указывать кабельные вводы в него.
- 2.6.32. Основанием аппаратного зала должен быть фальшпол, располагающийся на высоте от бетонного пола помещения не менее, чем на 800 мм.
- 2.6.33. Кабельные вводы в помещение аппаратного зала должны располагаться под фальшполом. В исключительных и обоснованных случаях и при отсутствии технической возможности разместить кабельные вводы под фальшполом, допускается их размещение не менее чем на 3000 мм от уровня фальшпола.
- 2.6.34. На планах расположения оборудования аппаратного зала должны быть указаны все размещаемое оборудование согласно проектируемого КТС.
- 2.6.35. В случае, когда неизвестен поставщик АСУТП, количество и состав шкафов, на планах расположения оборудования аппаратного зала отображаются проектные места в качестве постаментов под шкафы с учетом эргономики обслуживания, а также оптимизации кабельных связей между кроссовыми шкафами, терминальными и системными.

- 2.6.36. Для вновь строящихся объектов расположение кроссовых шкафов должно быть определено по стене над кабельными вводами в помещение аппаратного зала. Кроссовые шкафы преимущественно должны быть одностороннего обслуживания и стоять вплотную к стене.
- 2.6.37. Для объектов, где производится реконструкция или замена АСУТП, требование пункта 2.6.33 должно быть выполнено при технической возможности.
- 2.6.38. На планах расположения оборудования в условных обозначениях расшифровывается предполагаемое для установки оборудование, постаменты под шкафы или шкафы, станции, пульты, щиты и т.д.
- 2.6.39. При привязке РКД поставляемой АСУТП или ее части к плану расположения оборудования и проводок в аппаратном зале, выпускается документ АТХ1.С8-01 (см Приложение № 6). В нем указывается конкретное расположение поставляемого оборудования с условными обозначениями поставщика оборудования.

«Аппаратная. План расположения кабельных трасс»

- 2.6.40. План расположения кабельных трасс в аппаратном зале выпускается после согласования Заказчиком документа АТХ1.С8-01.
- 2.6.41. Документ выполняется согласно п.4.4 РД 50-34.698-90.
- 2.6.42. На плане расположения кабельных трасс в аппаратном зале указывается расположение поставляемого оборудования, а также условно показываются кабельные трассы и эстакады согласно требованиям п.5.7. ГОСТ 21.408- 2013.
- 2.6.43. На плане расположения кабельных трасс в аппаратном зале должны быть указаны разрезы эстакад под фальшполом. На разрезе указывают короба и лотки с разделением по потенциалам, а также используемые стандартные изделия для поворотов и разветвлений лотков и коробов.
- 2.6.44. На плане расположения кабельных трасс в аппаратном зале указывается расположение шин защитного и функционального заземления.
- 2.6.45. Пример планов расположения кабельных трасс в аппаратном зале см. Приложение № 7

«Технические условия»

2.6.46. Технические условия - это документ, содержащий локальные (индивидуальные) требования к АСУТП и ее комплектующим и содержит:

- Характеристика объекта автоматизации.
- Требования к системе в целом.
- Требования к функциям системы.
- Требования к аппаратным средствам.
- Требования к размещению аппаратных средств.
- Требования к границам проектирования. Требования к каналам ввода/вывода.
- Требования к искробезопасным электрическим цепям.
- Требования к надежности.
- Требования к безопасности.
- Требования к техническому обслуживанию, ремонту и хранению элементов АСУТП.
- Требования к составу и количеству ЗИП.
- Перечень поставляемых инструментов и принадлежностей для обслуживания АСУТП.

2.6.47. Технические условия являются неотъемлемой частью заказной документации на АСУТП объекта автоматизации.

«Схемы мнемонические»

2.6.48. Данный документ отражает эскизы кадров мнемосхем, необходимых для формирования графики технологических кадров на станции оператора.

2.6.49. Формирование эскизов мнемосхем происходит посредством преобразования схем ТХ в упрощенный вид. На мнемосхеме отражается законченный технологический узел, блок, либо его часть, технологическая линия необходимая для его управления оператором АСУТП.

2.6.50. Кадры мнемосхем делятся на разделы:

- Материальные потоки. На данной мнемосхеме отображаются основные входные и выходные хозрасчетные параметры технологического объекта.
- Основные технологические кадры. На данных мнемосхемах отображаются основные технологические потоки и узлы, относящиеся к непосредственному получению целевых и промежуточных продуктов (колонны, емкости, теплообменники, печи, динамическое оборудование и т.д.).
- Вспомогательные технологические кадры. На данных мнемосхемах отображаются вспомогательные системы технологического объекта, которые не относятся к непосредственному получению целевых и промежуточных продуктов (например, узлы подготовки и подачи реагентов, узлы выработки пара, подготовка азота, воздуха КИП, технического воздуха, факельный коллектор, дренажные емкости и т.д.).
- Динамическое оборудование. На данных мнемосхемах отображаются насосное и компрессорное оборудование, с отображением всех КИПиА, контролирующих, защищающих и регулирующих их работу.
- Блокировочные кадры. На данных мнемосхемах отображаются контура блокировок с ключами их отключения.

2.6.51. При формировании мнемосхемы необходимо руководствоваться следующими рекомендациями:

- На мнемосхеме отражаются все средства КИПиА, обрабатываемые АСУТП.
- Трубопроводы отражаются на мнемосхемах только те, которые оснащены средствами КИПиА. Подробность отражения технологических трубопроводов на мнемосхемах согласовывается с Заказчиком.
- Технологические аппараты и динамическое оборудование на мнемосхемах необходимо отражать все, в соответствии со схемами ТХ.
- Не допускается разрывы контуров регулирования по разным мнемосхемам.

- Отдельные технологические узлы или аппараты требующие большое количество КИПиА (например, печи, компрессоры, вакуум создающая система и т.д.) отображаются на отдельных мнемосхемах.
- При необходимости формируются обзорные кадры мнемосхем, где в упрощенном виде отображаются технологическая линия или блок с отображением основных параметров (например, блок колонн, блок печей, реакторный блок).

«Таблицы подключения»

2.6.52. Документ выпускается согласно ГОСТ 34.201-89.

2.6.53. В таблицах подключения кабелей к АСУТП отображаются адресация магистрального кабеля со стороны средств КИП, а также с границы связей системы автоматизации установки с другими системами технологического объекта (например, силовое электрооборудование (ЭМ), автоматизация систем отопления, вентиляции и кондиционирования (АОВ) и т.д.) к АСУТП. Шифр документа формируется по шкафу/щиту АСУТП, к которому подключается магистральный кабель.

2.6.54. Пример таблиц подключения см. Приложение №8 (подключение кабелей от приборов КИП) и №9 (подключение кабелей от других систем объекта).

2.6.55. В случае, если проектная организация разрабатывает эксплуатационную документацию на АСУТП проектируемого объекта или ее часть, а также формирует таблицы подключения в существующей АСУТП, необходимо в раздел АТХ1 включать документы с шифром АТХ1.ХХХХ.С6.1. Данный документ также выполняется в виде таблиц, в которых указываются подключения межшкафных кабельных перемычек АСУТП. ХХХХ – шифр шкафа/щита АСУТП, к которому подключается межшкафные кабельные перемычки (по направлению сигнала от датчика к контроллерам системы управления). Пример таблиц подключения см. Приложение №10 (подключение межшкафных кабельных перемычек АСУТП).

«Таблица обработки переменных»

2.6.56. Данный документ выпускается на основе РД 50-34.698-90.

2.6.57. Подробные требования по формированию данного документа см. «Типовые технические условия по проектированию систем управления (часть АТХ) на установках ПАО «Славнефть-ЯНОС».

2.7. При реконструкции, замене системы управления на технологическом объекте или при строительстве нового объекта проектная организация формирует документ

«База параметров установки» см. приложение №11. Формат данного документа – электронный вид, таблица Excel.

2.7.1. Данная таблица должна состоять из трех частей: «Часть ТОП», «Часть ПОЛЕ», «Часть АСУТП».

2.7.2. Часть ТОП содержит основные графы для формирования таблицы обработки переменных:

- *Номер строки.* Позиция АСУТП присваивается номеру строки базы параметров и не меняется.
- *Изм.* При внесении изменения в строке ей присваивается номер внесенного изменения базы по порядку.
- *Тип сигнала.* Присваивается тип AI, AO, DI, DO, AI_R, AO_R, DI_R, DO_R согласно документу «Альбом типовых схем подключения сигналов к системам управления (АСУТП) для объектов ПАО «Славнефть-ЯНОС».
- *Номер схемы подключения.* Присваивается номер схемы согласно документу «Альбом типовых схем подключения сигналов к системам управления (АСУТП) для объектов ПАО «Славнефть-ЯНОС».
- *Номер технологической схемы проектов ТХ/Р&ID/сторонние системы (ЭМ, АОВ и т.д.).* Указывается шифр схемы где отображается текущая позиция КИП. Если позиция относится к КИПиА, то указывается номер схемы ТХ или Р&ID и конкретный лист. Если позиция не относится к КИПиА, а формирует сигнал от сторонних систем, например связь с разделом ЭМ, АОВ,

НВК и т.д., то указывается схема из соответствующего раздела.

- *Шифр АСУТП.* Указывается шифр в соответствии с технологическими схемами, а также другие позиции АСУТП, шифры которых формируются в соответствии с п. 3.2.7 и п.5 документа
«Требования к проектированию разделов ТХ (технологические схемы) ТТ (теплотехнические схемы) и НВК (схемы оборотного водоснабжения)».
- *Номер позиции.* Числовое или буквенно-числовое обозначение позиции АСУТП. Формируется в соответствии с п. 3.2.7 документа
«Требования к проектированию разделов ТХ (технологические схемы) ТТ (теплотехнические схемы) и НВК (схемы оборотного водоснабжения)».

Внимание! При формировании номеров позиций АСУТП, относящихся к связи с электрическими схемами динамического оборудования (например, состояние насоса, останов насоса и т.д.) в качестве номера позиции указывается название динамического оборудования согласно проекта.

Пример: Шифр АСУТП для сигнала «СТОП» насоса Р-801А – NS1-Р- 801А

- *Наименование параметра.* Указывается наименование и функциональное обозначение позиции АСУТП.
- *Значения параметра.* В данных графах указывается уставки сигнализации (LL (аварийная), L (предаварийная), Н (предаварийная), НН(аварийная)) и блокировок (LL (низкая блокировочная границы) и НН (верхняя блокировочная граница)).
- *Шкала.* В данной графе указывается диапазон измерения, единица измерения, а также тип. Тип шкалы может указываться при наличии различных градуировок, например при измерении температуры указывается градуировка Pt100 или ХА.

- *Тип сигнала по АТС.* В данной графе указывается тип сигнала согласно схем аналоговых, дискретных, цифровых и питающих схем описанных в документе «Альбом типовых схем подключения сигналов к системам управления (АСУТП) для объектов ПАО «Славнефть-ЯНОС».
- *PCY/ПАЗ.* В данной графе указывается принадлежность позиции АСУТП к подсистеме PCY или ПАЗ.
- *Тип клапана.* В данной графе указывается исполнение регулирующего, отсечного клапана или привода. Исполнение клапанов и регулирующих органов указывается в схемах ТХ в соответствии с п.3.2.7. документа «Требования к проектированию разделов ТХ (технологические схемы) ТТ (теплотехнические схемы) и НВК (схемы обратного водоснабжения)».
- *Тип регулирования.* В данной графе указывается тип контура регулирования: прямой или DIR (при увеличении регулирующей величины, регулирующий орган увеличивает пропускную способность), обратный или REV (при увеличении регулирующей величины, регулирующий орган уменьшает пропускную способность).
- *Примечание.* В данной графе указываются важные комментарии для данной позиции АСУТП.

2.7.3. Часть ПОЛЕ содержит основные графы для формирования информации о приборе, его принадлежности к блоку технологического объекта (если есть деление по блокам), а также отражает все точки подключения полевых кабелей от прибора до АСУТП:

- *Номер монтажного/технологического блока.* В случае если технологический объект делится на монтажные или технологические блоки, в базе параметров отражается принадлежность позиции АСУТП к этому блоку.
- *ОЛ.* В данной графе указывается шифр заказной документации, по которой закупается полевое оборудование КИП для данной позиции АСУТП.

- *Местный кабель.* В данной графе отображается номер кабеля от прибора (позиции АСУТП) до соединительной коробки в соответствии с документом АТХ.С4.
- *Коробка, шкаф и т.д.* В данной графе указывается номер соединительной коробки или номер коммутационного шкафа, куда заходит местный кабель и/или выходит магистральный кабель поданной позиции АСУТП.
- *Магистральный кабель.* В данной графе отображается номер магистрального кабеля, коммутируемый с одной стороны к соединительной коробке или коммутационному шкафу, с другой стороны к кроссовому шкафу по данной позиции АСУТП.
- *Кроссовый шкаф.* В данной графе отображается номер кроссового шкафа, в который подключается магистральный кабель по данной позиции АСУТП.
- *Кроссовый клеммник.* В данной графе отображается номер клеммника (клеммной сборки) кроссового шкафа, к которому подключаются жилы магистрального кабеля по данной позиции АСУТП.
- *Номер клеммы.* В данной графе отображаются номера клемм клеммной сборки кроссового шкафа, к которым подключаются жилы магистрального кабеля по данной позиции АСУТП.
- *Бирка1 Бирка2 Бирка 3 Бирка 4.* В данной графе отображаются наименования жил кабеля по данной позиции АСУТП.
- *Подключения к системе удаленного ввода-вывода (СУВВ).* В данной графе указывается подключение позиции АСУТП к системе удаленного ввода-вывода (СУВВ), а именно: № узла, № слота, № канала, тип модуля, номера клемм.

2.7.4. Часть АСУТП содержит основные графы для формирования информации о точках подключения позиции АСУТП в самой системе. Данные поля заполняет поставщик АСУТП. В случае если проектная организация разрабатывает эксплуатационную документацию на АСУТП проектируемого объекта или ее часть, Поля «Часть АСУТП» заполняются проектной организацией.

Содержание граф следующее:

- *№ кабель-перемычка.* В данной графе отображается номер межшкафной кабельной перемычки проходящей от кроссового шкафа до терминального.
- *№ терминального шкафа.*
- *Устройство в терминальном шкафу.* В данной графе указывается номер терминальной платы барьеров, реле или другого коммутационного оборудования если оно имеется.
- *№ барьера.* В данной графе указывается номер барьера искрозащиты на терминальном устройстве или порядковый в шкафу, к которому подключается позиция АСУТП.
- *Тип барьера.* В данной графе указывается тип барьера.
- *№ реле.* В данной графе указывается номер релейного модуля на терминальном устройстве или порядковый в шкафу, к которому подключается позиция АСУТП.
- *Контакты.* Указываются номера контактов на барьере искрозащиты или релейном модуле в соответствии со схемой подключения, к которым подключаются жилы кабеля позиции АСУТП.
- *Системный кабель.* В данной графе отображается номер системного кабеля, проходящего от терминального шкафа до шкафа с контроллерами.
- *Контроллер/шасси.* В данной графе указывается номер контроллера или шасси, к которому подводится системный кабель.
- *Модуль.* В данной графе указывается номер модуля ввода/вывода соответствующего контроллера/шасси, к которому подводится системный кабель.
- *Канал.* В данной графе указывается номер канала соответствующего модуля ввода/вывода, к которому подключается и который программируется под соответствующую позицию АСУТП.

2.7.5. Предложенные графы таблицы параметров АСУТП проектируемого объекта являются необходимыми и достаточными для формирования документа «База параметров установки». При необходимости таблицу базы параметров можно расширить.

2.8. Вся документация предоставляется Заказчику в двух видах:

- исходном редактируемом формате (.dwg, .doc, .xls, .vsd и т.д.) при выпуске каждой официальной ревизии. Форма документов - согласно
- Договору.
В формате .pdf с подписями в штампах с указанием ревизии документа.

3 Требования к заказной документации на оборудование и материалы КИПиА

Оборудование, материалы КИПиА заказываются по опросным листам (ОЛ) или по спецификации в соответствии с таблицей 3.1. Особенности разработки заказной документации для оборудования и материалов КИПиА, не указанных в таблице 3.1, необходимо уточнить у Заказчика.

Таблица 3.1 Номера ОЛ, разделов ТТУ, листов ОТР для оборудования и материалов КИПиА

Тип оборудования	Номер ОЛ (шабло на ОЛ)	ТТУ (раздел)	ОТР (лист)
Оборудование для измерения, контроля давления			
Манометр	21	5.2, 5.3	29-33,36, 42
Дифференциальный манометр	22	В разработке	В разработке
Преобразователь давления	24, 24.1	5.1	33, 34, 35, 37, 38, 43, 44
Преобразователь дифференциального давления	25	5.1	40
Преобразователь гидростатического давления (весомер)	26	7.6	22, 23
Преобразователь дифференциального давления совстроенной диафрагмой (для измерения малого расхода)	28	В разработке	В разработке
Преобразователь давления с мембранным разделителем	23	В разработке	В разработке
Преобразователь дифференциального давления мембранными разделителями	23.1	В разработке	В разработке
Преобразователь дифференциального расхода	05	5.1	39
Оборудование для измерения, контроля расхода			
Измерительный элемент расхода	Спец.	6.2	4, 5, 6
Ротаметр	02	6.7	В разработке
Термодифференциальный сигнализатор расхода	03	6.8	9,10
Кориолисовый расходомер	04	6.3	7
Электромагнитный расходомер	06	6.6	В разработке
Вихревой расходомер	07	6.4	8

Расходомер Пито	08	В разработке	В разработке
Ультразвуковой расходомер (накладной)	09	6.5	11
Ультразвуковой расходомер (фланцевый)	09.1	6.11	В разработке
Ультразвуковой расходомер газа	10	6.9	В разработке
Расходомер термально-массовый	27	6.10	9,10
Расходомер на базе трубы / сопла Вентури	29	В разработке	В разработке
Оборудование для измерения, контроля уровня			
Магнитный уровнемер	11	7.7	14, 15
Сигнализатор уровня вибрационный	12	7.8	24,25,26
Сигнализатор уровня ультразвуковой	12.1	7.8	В разработке
Сигнализатор уровня емкостный	12.2	7.8	В разработке
Буйковый уровнемер	13	7.3	16,17
Преобразователь уровня на базе гидростатического зонда	14	В разработке	В разработке
Сигнализатор уровня (термодифференциальный)	15	7.8	24
Уровнемер ультразвуковой	16	В разработке	В разработке
Уровнемер радарный (бесконтактный)	17	В разработке	В разработке
Уровнемер рефлекс-радар с волноводом (GWR)	18	7.2	18,19,20
Уровнемер радиоизотопный	19	В разработке	В разработке
Уровнемер емкостный	20	7.5	В разработке
Оборудование для измерения, контроля температуры			
Термометр биметаллический	31	8	46, 47, 49
Пирометр	34	В разработке	В разработке
Термометр сопротивления (RTD)	35, 35.1	8	47, 48, 49
Термопара (ТС)	36	8	47, 48, 49
Термопара многозонная	37	8	В разработке
Термопара поверхностная	38	8	В разработке
Преобразователь сигнала температуры в унифицированный сигнал	39	В разработке	В разработке
Оборудование физического и химического анализа			
Детекторы ПДК и НКПР	41	10.1	-
Анализатор SO ₂ , NO _X	42	В разработке	В разработке
Анализатор серы	43	В разработке	В разработке
Анализатор кислорода (в технологических газах)	44	В разработке	В разработке

Плотномер	45	11.1	52
Анализатор кислорода и окиси углерода в дымовых газах	46	10.2	53
Анализатор водорода	47	10.3	54
Анализатор электрической проводимости	48	В разработке	В разработке
Анализатор pH	49	В разработке	В разработке
Анализатор вязкости	50	В разработке	В разработке
Оборудование для подключения к системе управления (PCY, ПАЗ)			
Барьер искрозащиты	Спец.	15.2	Альбом ⁽²⁾
Блок питания	Спец.	15.4	Альбом ⁽²⁾
Система удаленного ввода-вывода	106 или спец.	15.3	Альбом ⁽²⁾ , 79-86
Программно-аппаратный комплекс инженера КИП	100 и спец.	16	Альбом ⁽²⁾
Регулирующая и запорная арматура			
Регулирующий клапан	51	12	55, 56, 57
Отсечной клапан	52	12	55, 56, 57
Прочее оборудование КИПиА			
Датчик пламени	55	9	Схема в ОЛ
Индикатор токовой петли	56	В разработке	В разработке
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов (статическая)	66	Отдельное ТУ	Отдельное ТУ
Материалы для КИПиА			
Коробка соединительная	71	13	-
Чехол КИП	80	13	73, 74
Обогреваемый шкаф КИП	73	13	65-72
Термостатированные трубы и пучки труб	78	13	-
Кабель контрольный для промышленной сети передачи данных (искробезопасная цепь).	91	14	-
Кабель контрольный для промышленной сети передачи данных	92	14	-
Кабель для сети Profibus DP-V1	93	14	-
Оборудование систем управления			
Распределенная система управления (PCY)	101	«Типовые технические условия по «Славнефть -	Альбом ⁽²⁾

		ЯНОС».	
Система противоаварийной защиты (ПАЗ)	102	«Типовые технически е условия п установках ПАО «Славнефть - ЯНОС».	Альбом ⁽²⁾
Кроссовые шкафы	104		Альбом ⁽²⁾
Шкафы распределения питания	105		Альбом ⁽²⁾

⁽¹⁾ Спец. – спецификация оборудования и материалов

⁽²⁾ «Альбом типовых схем подключения сигналов к системам управления (АСУТП) для объектов ПАО «Славнефть-ЯНОС»

3.1 Основные требования к ОЛ

- Опросный лист выпускается на каждый тип оборудования в рамках одного проекта. Например, на все преобразователи избыточного давления в рамках одного проекта выпускается один опросный лист.
- Опросный лист должен быть выполнен по шаблону в соответствии с таблицей 3.1 и приложенными шаблонами ОЛ.
- Опросный лист имеет наименование: «номер проекта – номер титула ПАО «Славнефть-ЯНОС» – АТХ(АТХ1, АТХ2...) – ОЛ-№ в соответствии с таблицей 3.1, номер ревизии».
- Все изменения, вносимые в утвержденный ОЛ, необходимо выделить (зачеркнуть значение, рядом указать новое значение и номер ревизии; изменить наименование ОЛ, указав номер ревизии). Не допускается наличие в проекте двух и более одинаковых ревизий ОЛ с различным содержанием.
- Большая часть шаблонов ОЛ адаптирована для проведения закупочных процедур. Шаблон имеет защищенные (от редактирования, удаления и т.д.) графы, предназначенные для заполнения проектной организацией («Заполняется П»), графы для заполнения участником закупочной процедуры («Заполняется УЗП»), графы для выявления отклонений оборудования от требований ОЛ, а также графы с результатами

согласования / несогласования отклонений от требований ОЛ. Графы, помеченные «Х», принципиально не допускают наличие отклонений. Графы, предназначенные для заполнения, имеют необходимые комментарии и примеры заполнения (при необходимости). При разработке ОЛ проектная организация заполняет графы «Заполняет П», проверяет графы, заполненные Заказчиком (при необходимости предоставляет замечания и комментарии). В результате проектная организация предоставляет заполненный ОЛ в двух вариантах: первый – заполненный, подписанный и утвержденный, второй – заполненный, редактируемый. При подготовке технической части УЗП должен заполнить все графы «Заполняется УЗП». В результате УЗП предоставляет заполненный ОЛ в двух вариантах: первый – заполненный, подписанный и утвержденный (печать, подпись), второй – заполненный, редактируемый.

- Основные разделы ОЛ. В таблице 3.2 ниже приведены наименования основных разделов, краткое описание, содержащее требования и рекомендации по заполнению.

Таблица 3.2 Основные разделы ОЛ, требования к заполнению

Наименование раздела	Краткое описание раздела
Место установки (заполняет П)	Наименование компании (ПАО «Славнефть-ЯНОС»), цеха(производства) и установки.
Перечень позиций (заполняет П)	Перечень позиций ОЛ и ссылки на номера разделов ОЛ (или листов ОЛ), содержащих индивидуальные требования. Наименование позиции должно содержать полный шифр и наименование позиции, например PRSA (а не PT).

<p>Общие условия применения (заполняет П)</p>	<p>Метеорологические условия, характеристики взрывоопасной зоны и смеси, классификация пожароопасной зоны (при необходимости), категория взрывоопасности установки в соответствии с ПБ.</p>
<p>Общие требования к оборудованию (заполняет Заказчик, УЗП)</p>	<p>Общие требования к данному типу оборудования: принцип измерения, назначенный срок службы, входные и выходные сигналы, функционал, технические характеристики, метрологические характеристики, материальное исполнение, надежность, конструкция, состав, комплектность, технологические присоединения, электрические подключения, диагностика, питание, взрывозащита, защита от влаги и пыли, требования к эксплуатации, ремонтпригодности и наличию сервисных служб, программное обеспечение, маркировка, окраска, ЗИП, упаковка, требования к заводским настройкам и испытаниям и т.д.</p>
<p>Комплект документации (заполняет П, заказчик)</p>	<p>Наименование документации, требование к документу, срок предоставления документа (с подачей технического предложения, с РКД, с поставкой), форма и способ предоставления документа. Комплект документации, сроки и формы документов зависят от типа оборудования, указаны в шаблонах ОЛ или в индивидуальных разделах ТТУ. Для всего типа оборудования необходимо предоставление полного комплекта копий всех необходимых разрешительных документов с техническим предложением и поставкой, технического паспорта по ГОСТ 2.610-2006 с поставкой, а также полного комплекта всех разрешительных документов в электронном виде на физическом электронном носителе с поставкой.</p>

<p>Индивидуальные условия применения (заполняет П)</p>	<p>Шифр, номер и наименование позиции, наименование схемы ТХ, параметры трубопровода, наименование среды, фазовое состояние, состав и свойства измеряемой среды, технологические рабочие и расчетные параметры (расход, давление, температура (с учетом температуры пропарки)) и т.д.</p> <p>Следует указывать подробное наименование среды (наименование НС (углеводороды) не допускается), при необходимости состав, концентрацию, значения характеристик измеряемой среды не должны противоречить друг другу. Если измеряемой средой является водяной пар, то необходимо указать его состояние (насыщенный, перегретый).</p> <p>Для агрессивных измеряемых сред необходимо указывать способ освобождения трубопровода и его параметры (давление, температура, среда для освобождения и т.п.).</p>
<p>Индивидуальные требования к оборудованию (заполняет П, УЗП)</p>	<p>Изменяемые переменные, материальное исполнение, конструктивное исполнение, технологические присоединения, электрические подключения, номинальный диаметр, номинальное давление, коррозионная стойкость, применение в системах ПАЗ, шкала, точность, комплектность и т.д.</p> <p>В рамках одной установки (опросного листа) необходимо максимально унифицировать номенклатуру фланцевых присоединений по номинальному давлению (PN) и форме уплотнительной поверхности. Рекомендации по унификации приведены в разделах ниже.</p>
<p>Предлагаемое оборудование (заполняет УЗП)</p>	<p>Предлагаемый тип (модель) оборудования, завод-изготовитель и страна производства оборудования и комплектующих.</p>

Требования к объему ЗИП, наличию резервных позиций, указаны в индивидуальных разделах или подлежат уточнению при разработке и согласованию заказной документации. Все резервные позиции необходимо включить в ОЛ, дополнив наименование позиции символом «р». Например, резервная позиция для позиции

«PRSA- 2003» обозначается «PRSA-2003р».

4 Общие требования к оборудованию КИПиА

В данном разделе приведены общие требования к КИПиА. В случае противоречий (разночтений) индивидуальные требования к оборудованию КИПиА, приведенные в соответствующих разделах, являются приоритетными.

4.1 Общие требования. Надежность. Назначенный срок службы. Безопасность.

- Оборудование КИПиА (и комплектующие к нему) должно быть промышленного исполнения и предназначено для применения на нефтеперерабатывающих производствах в соответствии с действующими нормативными документами (Федеральные законы, Правила безопасности нефтегазоперерабатывающих производств, Технические регламенты, ПУЭ и т.д.).
- Оборудование должно иметь назначенный срок службы, который в обязательном порядке указывается в паспорте. На приборы КИП назначенный срок службы должен составлять не менее 15 лет. Для отдельных видов оборудования требования к назначенному сроку службы уточнены в индивидуальных разделах ТТУ.
- Оборудование КИПиА должно быть рассчитано производителем на непрерывную работу в течение назначенного срока службы с сохранением заявленных характеристик.
- Оборудование должно отвечать необходимым показателям надежности, иметь нормированные показатели надежности, рекомендуемый стандарт – ГОСТ 27.002.89 «Надежность в технике».
- Оборудование, предназначенное для применения в системах ПАЗ, должно иметь уровень безопасности не ниже SIL2 в соответствии с ГОСТ Р МЭК 51508 и ГОСТ Р МЭК 61511 (IEC 61508 /61511). Отнесение оборудования к системе ПАЗ определяется проектной организацией и указывается в заказной документации.

4.2 Климатическое исполнение

- Климатическое исполнение оборудования КИПиА должно соответствовать условиям эксплуатации (температура, влажность и т.д.),

указанными в ОЛ. В общем случае для наружной установки (и неотапливаемых помещений) допускается применение оборудования, рассчитанного и сертифицированного для минимальной температуры окружающей среды, равной -40°C , для отапливаемых помещений: -20°C . Верхний предел температуры окружающего воздуха, на который должно быть рассчитано и сертифицировано оборудование КИПиА, составляет $+60^{\circ}\text{C}$. Данное значение обусловлено возможным нагревом оборудования КИПиА от технологического оборудования и трубопроводов.

- Оборудование КИПиА должно иметь защиту от влаги и пыли со степенью не ниже IP54 в соответствии с ГОСТ 14254-2015

4.3 Устойчивость к вибрации

- Оборудование КИПиА, монтируемое на технологической установке, должно обладать устойчивостью к промышленной вибрации. Стандарты: ГОСТ 52931- 2008 (рекомендуемая группа не менее N1), ГОСТ 30630.1.2-99, IEC (МЭК) 60068-2-6.

4.4 Взрывозащита

- Взрывозащищенное оборудование должно иметь действующий сертификат соответствия требованиям ТР ТС 012/2011.
- Характеристики взрывозащиты оборудования (уровень, вид, категория, температурный класс) должны соответствовать характеристикам взрывоопасной зоны. Для отдельных видов оборудования (преобразователи давления, уровня, температуры, контроль пламени и т.д.) применяются максимальные унифицированные характеристики, позволяющие эксплуатировать данное оборудование в большей части взрывоопасных зон Заказчика.
- Взрывозащищенное оборудование должно отвечать требованиям ГОСТ 31610.0-2014 «Взрывоопасные среды. Оборудование. Общие требования». Основным видом взрывозащиты для оборудования КИПиА – искробезопасная электрическая цепь (ia). Искробезопасное оборудование КИПиА должно быть совместимо с применяемыми барьерами искрозащиты, линиями связи и другим оборудованием и

материалами искробезопасной цепи. Мощности, обеспечиваемой барьером искрозащиты, должно быть достаточно для работы искробезопасного оборудования во всех режимах его работы, в частности, для питания искробезопасного оборудования КИПиА, а также для надежного срабатывания искробезопасных соленоидов. Искробезопасное оборудование КИПиА должно устойчиво работать при напряжении питания 15В пост.т., обеспечиваемое барьером искрозащиты (с учетом падения напряжения в линии) или СУВВ. Для отдельного оборудования допускается применение других видов взрывозащиты (см. индивидуальные разделы ТТУ).

4.5 Материальное исполнение оборудования КИПиА

- Материальное исполнение оборудования должно обеспечивать заявленные характеристики в течение назначенного срока службы во всех режимах работы (рабочий, расчетный и другие режимы, указанные в заказной документации). Характеристики режимов (давление, температура, скорость, свойства измеряемой (контролируемой) среды), а также параметры окружающей среды указываются в заказной документации. Материальное исполнение деталей и узлов оборудования, уплотнений и т.д., контактирующих с измеряемой (контролируемой) средой, должны обеспечивать безопасную эксплуатацию оборудования во всех режимах в течение назначенного срока службы.
- Для средств измерений (контроля) детали и узлы, контактирующие с измеряемой средой, как правило, выполняются из нержавеющей стали. Окончательный выбор материалов осуществляется проектной организацией и указывается в ОП. Однако применение иных материалов, кроме нержавеющей стали (например, углеродистых сталей, специальных сплавов, покрытий и т.д.) необходимо обосновать и согласовать с Заказчиком.
- Проектная организация определяет необходимость соответствия материалов требованиям Nace MR013 и других стандартов в зависимости от свойств измеряемой среды и условий процесса.
- Номинальное давление деталей и узлов, контактирующих с рабочей средой, определяет проектная организация из типового ряда: PN16 (только для измеряемых сред: серная кислота, воздух азот), PN40, PN63,

PN100, PN160, PN250. Следует выбрать минимально возможное значение.

- Материал вторичного преобразователя (блок электроники) должен быть выполнен из алюминия (алюминиевого сплава) с антикоррозийным покрытием или из нержавеющей стали.

4.6 Технологические присоединения (к процессу)

- Для оборудования КИПиА применяется фланцевое (основной вид) и резьбовое присоединение к процессу. Для запорной и регулирующей арматуры допускаются также другие виды присоединений (см. соответствующий раздел). Тип присоединения должен соответствовать всем режимам эксплуатации оборудования.

Резьбовое присоединение

- Применяется в основном для манометров, преобразователей избыточного и абсолютного давления, отдельных видов термометров, сигнализаторов уровня (монтаж на СБТУ, резервуары). Особенности применения указаны в индивидуальных разделах ТУ, ОТР.
- Типы применяемых резьбовых соединений: $\frac{1}{2}$ "NPT (K $\frac{1}{2}$ "), 1"NPT (K1"), $\frac{3}{4}$ "NPT (K $\frac{3}{4}$ "), M20x1.5 (манометрическая). Особенности применения указаны в индивидуальных разделах.

Фланцевое присоединение

- Является основным видом присоединения для оборудования КИПиА.
- Стандарт фланцевого соединения: ГОСТ 33259-2015. По согласованию с Заказчиком при невозможности выполнить присоединение по ГОСТ 33259-2015 допускается применение аналогичных фланцевых соединений по DIN 2526, EN 1092-1, ASME B 16.5.
- В целях обеспечения унификации и безопасной эксплуатации, не применять оборудование с номинальным давлением менее PN40 для всех сред, кроме серной кислоты, воздуха и азота. Для рабочих сред серная кислота, воздух и азот не применять оборудование с номинальным давлением менее PN16.
- Рекомендуемые исполнения уплотнительных поверхностей фланцев в зависимости от рабочей среды и номинального давления PN приведены в

таблице 4.1.

Таблица 4.1 Исполнения уплотнительных поверхностей фланцев

Среда	Давление PN, кгс/см ²	Исполнение уплотнительной поверхности по ГОСТ 33259 ¹
Все среды	PN40, PN63	Е (выступ) – F (впадина); С, L (шип) – D, М (паз); J (под прокладку овального или восьмиугольного сечения)
Все среды	PN ≥ 100	J (под прокладку овального или восьмиугольного сечения)
Серная кислота ² , воздух, азот	Все	В (соединительный выступ)

Примечания:

- (1) Допускается применение аналогичных исполнений уплотнительных поверхностей по стандартам DIN 2526, EN 1092-1, ASME B 16.5.
- (2) Только при применении футерованного оборудования.

4.7 Требования к электрическим подключениям

Ввод кабелей в полевые приборы осуществляется через кабельные вводы (резьба в приборе (внутренняя) и на кабельном вводе (внешняя)). Для неиспользуемых кабельных вводов предусматриваются заглушки. Кабельные вводы и заглушки поставляются в комплекте с оборудованием. Требования к кабельному вводу, заглушке:

- материал – никелированная латунь;
- резьба – NPT ½" (К ½") или M20x1.5 в соответствии с резьбой на приборе;
- вид взрывозащиты – d (взрывонепроницаемая оболочка);
- степень защиты от влаги и пыли – не менее IP54 ГОСТ 14254-2015;
- тип кабеля – бронированный (кабельный ввод должен подходить для всех типов брони (ленточная, проволочная и т.д.)); в опросном листе на

оборудование необходимо указать характеристики кабеля, в т.ч. необходимые диапазоны диаметров (кабеля и брони); в закрытых помещениях применяются небронированные кабели, кабельный

ввод должен иметь адаптер для крепления металлорукава, необходимо указать диапазон диаметра кабеля.

- Устройство для крепления и заземления брони кабеля для бронированного кабеля.
- Заводская маркировка (тип, маркировка взрывозащиты ЕАС).

4.8 Функциональные характеристики, выходной сигнал, питание, диагностика

- Средства измерений, КИПиА с электрическим выходным сигналом должны быть преимущественно интеллектуальными (микропроцессорными), иметь внутреннее программное обеспечение (уровень защиты от преднамеренных и непреднамеренных воздействий – «высокий»), развитые возможности самодиагностики. Рекомендуемый стандарт диагностики: Namur NE107.
- Интеллектуальное оборудование КИПиА должно иметь привязку ко времени работы, реализованную в виде часов реального времени или счетчика времени, позволяющего идентифицировать время событий.
- Интеллектуальное оборудование КИПиА должно иметь энергонезависимую память, для хранения конфигурации, параметров настройки и диагностики, а также для хранения не менее 10-ти последних событий (ошибки, предупреждения и т.п.) с привязкой ко времени их возникновения.
- Основной выходной сигнал средств измерений с электрическим выходным сигналом: (4...20) мА, рекомендованный стандарт Namur NE43 (пределы выходного сигнала (3,8...20,5) мА, реакция на неисправности (настраиваемая) (2...3,6) мА, (21...23) мА). Дополнительно к основному выходному сигналу интеллектуальные средства КИПиА должны иметь цифровой выходной сигнал. Основной цифровой протокол для интеллектуальных КИПиА – HART, на физическом уровне наложенный на основной сигнал (4...20) мА. Интеллектуальное оборудование КИПиА должно поддерживать версию 7 протокола HART (в исключительных случаях по согласованию с Заказчиком – версию не ниже 5). Интеллектуальное оборудование КИПиА должно поддерживать все универсальные команды HART (Universal Commands),

команды общей практики (Common Practice Commands), специфические команды (Device Specific Commands). Взаимодействие с оборудованием КИПиА по протоколу HART осуществляется посредством коммутаторов, модемов, мультиплексоров. Оборудование КИПиА должно обеспечивать выдачу необходимой информации (значение переменных HART, статус, диагностические сообщения) на программное обеспечение менеджера ресурсов КИПиА (в соответствии с требованиями к программно-аппаратному комплексу инженера КИПиА), в отдельных случаях – в распределенную систему управления. Объем передаваемой информации зависит от вида оборудования, указан в индивидуальных разделах ТТУ и/или подлежит уточнению при проектировании и технической проработке оборудования. Применение других цифровых протоколов описано в индивидуальных разделах ТТУ или подлежит отдельному согласованию с Заказчиком

- Интеллектуальное оборудование КИПиА должно поддерживать технологию FDT (Field Device Tool), интеграцию в программное обеспечение менеджеров ресурсов КИПиА (например, PRM, AMS), а также конфигураторов КИПиА (например, Pactware), поставляться в комплекте с драйверами DTM (Device Type Manager) и DD (Device Description) с функционалом базовой и сервисной работы с оборудованием.
- Основные выходные сигналы оборудования КИПиА с дискретным выходным сигналом – Namur (IEC 60947-5-6), «сухой контакт».
- Питание КИПиА с видом взрывозащиты i (искробезопасная электрическая цепь) осуществляется от барьера искрозащиты (применяется двухпроводная схема подключения – для питания и выходного сигнала используется одна пара проводов). Напряжение питания, обеспечиваемое барьером искрозащиты: не более 20 В пост.т. при выходном сигнале 4 мА, не более 15 В при выходном сигнале 20 мА.
- Питание КИПиА с видом взрывозащиты d, q, n, nC осуществляется от резервированного источника питания 24 В пост.т. Для электрического подключения, как правило, применяется 4-х проводная схема подключения: 2 провода – питание, 2 провода – выходной сигнал.
- Средства измерений, контроля (преобразователи давления, уровня, аналитическое оборудование, приборы физического и химического

анализа) должны иметь стационарный встроенный дисплей, позволяющий выполнять функции визуализации, настройки и диагностики оборудования, в том числе по месту установки. Язык дисплея – русский, допускается английский язык в комплекте с подробной инструкцией по использованию дисплея.

4.9 Метрологические характеристики

- Средства измерений (СИ) должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений, иметь действующее свидетельство об утверждении типа СИ, описание типа СИ, методику поверки.
- Межповерочный интервал для СИ должен быть не менее 3-х лет (для некоторых СИ допускается меньший интервал, указан в индивидуальных требованиях).
- Средства измерений должны иметь нормированные значения основной и дополнительной погрешностей.
- Интеллектуальные СИ должны иметь встроенные средства автоматической компенсации дополнительных погрешностей.

4.10 Маркировка

- Каждая единица оборудования КИПиА (прибор, барьер искрозащиты, элементы СУВВ, соединительные коробки и т.д.) должна иметь индивидуальную маркировку, выполненную на заводе-изготовителе: тип (модель оборудования), код заказа оборудования, заводской (серийный) номер, соответствие NACE MR0103 (H2S), маркировка взрывозащиты в соответствии с ЕАС, знак ЕАС, IP, питание, входной сигнал, выходной сигнал, шкала (диапазон измерения), условия применения (Р,Т), завод-изготовитель, страна производства, иная информация, предусмотренная требованиями разрешительных документов. Маркировка оборудования, установленного в полевых условиях, во взрывоопасной зоне должна быть выполнена на маркировочной пластине из нержавеющей стали 316 (или аналог), жестко прикрепленной к оборудованию, маркировка должна быть нанесена штамповкой, гравировкой или травлением, высота букв не менее 3мм. Маркировка должна сохраняться на протяжении всего срока эксплуатации оборудования.

- Узлы оборудования, контактирующие с измеряемой средой, должны иметь индивидуальную хорошо различимую четкую нестираемую заводскую маркировку в соответствии со стандартом. Обозначения на маркировке: материал, номинальное давление PN, номинальный диаметр DN, максимальная температура измеряемой (контролируемой) среды, стрелка, указывающая направление измеряемой (контролируемой) среды, для технологического присоединения – дополнительно исполнение уплотнительной поверхности, наименование стандарта.
- Шильдик из нержавеющей стали с наименованием позиции, прикрепленный к оборудованию. Допускается наименование позиции указывать на основной маркировке оборудования.

4.11 Комплект поставки

- Оборудование КИПиА поставляется в комплекте с кабельными вводами и заглушками в неиспользуемые кабельные вводы.
- В комплекте с уровнемерами, расходомерами, диафрагмами, регулирующей и отсечной арматурой должны поставляться ответные фланцы, прокладки, крепеж. Характеристики ответных фланцев (материал, DN, PN, исполнение уплотнительной поверхности, стандарт, размеры шейки под приварку, особые требования), тип и материал прокладки и крепежа определяет проектная организация и указывает в ОЛ. Ответные фланцы приварные встык должны быть изготовлены из поковок IV группы. Технические требования, виды испытаний и дополнительные требования в зависимости от параметров эксплуатации должны быть определены в соответствии с действующей нормативной документацией. Оборудование должно поставляться с установленными на них ответными фланцами и крепежом. Прокладки должны быть прикреплены способом, исключающим их повреждение при транспортировке.
- DTM, DD – файлы, ПО для диагностики, настройки, расчета для интеллектуального оборудования КИПиА.
- Другое необходимое оборудование и материалы указываются в индивидуальных разделах ТТУ.
- Оборудование должно поставляться в транспортной таре (ящиках по ГОСТ

2991, ГОСТ 9142, ГОСТ 10198), обеспечивающей безопасность транспортировки и хранения. Отдельные виды оборудования (барьеры искрозащиты, модули ввода-вывода, блоки питания, преобразователи давления и т.п.) по согласованию с Заказчиком могут поставляться в транспортной таре другого типа. Для отдельных видов оборудования (преобразователи расхода, уровня, аналитическое оборудование, приборы физического и химического анализа, арматура и др. крупногабаритное оборудование) каждая позиция должна поставляться и быть укомплектована в соответствии с требованиями ОП в индивидуальной транспортной таре. Аксессуары для оборудования (ответные фланцы, крепеж, монтажные приспособления, прокладки) должны иметь четкую и надежную идентификацию для технологической позиции в соответствии с ОП (маркировка, бирка, шильдик и т.п.).

4.12 Документация

Оборудование и материалы КИПиА должны иметь полный комплект всей необходимой обязательной разрешительной документации в соответствии с действующими нормативными документами, сертификатов, полученных на добровольной основе в соответствии с требованиями заказной документации, паспорт завода-изготовителя или официального представителя в РФ, заводские сертификаты качества, испытаний и настройки.

Перечень документации, сроки и форма предоставления указываются в ОП. В зависимости от вида оборудования перечень документации может различаться.

Таблица 4.2 Перечень документации для КИПиА

№	Документация	Сроки предоставления документации				
		С подачей технической части оферты, ТП Требование 1 документ – 1 файл, 300dpi, pdf	Тех. спец. к договору поставки	РКД ⁽⁴⁾	С поставкой	
					На бумажном носителе	На электронном носителе (CD-диск или flash-диск)
1	Заполненный и отштампованный ОП	СК		СК		СК
2	Техническая спецификация с расшифровкой кода		СК, К	СК		СК
3	Расчет помощью специализированного ПО (только для расходомера)	СК		СК		СК

4	Разрешительная документация⁽¹⁾					
4.1	Сертификат соответствия ТР ТС 012/2011	СК		СК	К	СК
4.2	Сертификат (декларация) соответствия ТР ТС 004/2011 (в соответствии с требованиями ТР)	СК		СК	К	СК
4.3	Сертификат (декларация) соответствия ТР ТС 020/2011	СК		СК	К	СК
4.4	Сертификат (декларация) соответствия ТР ТС 032/2013 (необходимость определяет проектная организация)	СК		СК	К	СК
4.5	Свидетельство об утверждении типа СИ, описание типа СИ, методика поверки.	СК		СК	К	СК
4.6	Сертификаты соответствия ТР ТС 012/2011 на комплектующие				К	СК
4.7	Сертификаты (декларации) соответствия ТР ТС 010, 032 на комплектующие				К	СК
5	Техническая документация			СК		
5.1	Техническое описание	С К		СК		СК
5.2	Руководство по эксплуатации			СК	К (1 экземпляр на партию)	СК
5.3	Габаритный чертеж, масса			СК		СК
5.4	Схема внешних соединений			СК		СК
5.5	Требование к монтажу			СК		СК
6	Паспорт⁽²⁾				О	СК
6.1	Паспорт на комплектующие				О	СК
6.2	Свидетельство о первичной поверке (или отметка в паспорте) ⁽³⁾ (только для средств измерений)				О	СК
7	Специальные сертификаты					
7.1	Сертификаты качества на материалы (EN 10204-3.1) для деталей, контактирующих с измеряемой (контролируемой) средой				К	СК
7.2	Сертификат (декларация) соответствия Nace MR 0103 для деталей, контактирующих с измеряемой (контролируемой) средой				К	СК
7.3	Сертификаты испытаний на механическую прочность				К	СК
7.4	Сертификаты испытаний на сборку (в т.ч. сварку) в соответствии со стандартом Заказчика (NDE, X- RAYS, PMI test, hardness test, penetrant test)				К	СК
7.5	Сертификат гидроиспытания				К	СК
7.6	Сертификат контроля сборки, конфигурирования,				К	СК

	проверки функционирования, калибровки					
7.7	Сертификат соответствия SIL2				К	СК
7.8	Сертификаты качества на материалы на комплектующие				К	СК

СК – скан-копия, К – копия, заверенная печатью и подписью Поставщика, О – оригинал, ТП – техническое предложение, РКД – рабочая конструкторская документация.

- (1) Действующие документы на момент предоставления технической части оферты, ТП и на дату поставки.
- (2) Требования к паспорту. Паспорт (1шт. на 1ед. оборудования) должен быть выполнен в соответствии с ГОСТ 2.610-2006, выдан производителем или официальным представителем в РФ. Обязательные разделы паспорта: тип устройства (полная модель с расшифровкой кода заказа), серийный номер, дата выпуска, завод-изготовитель, страна производства, маркировка взрывозащиты ЕАС, тип присоединения к процессу, условия применения (давление и температура), тип сенсора, материал уплотнения, регистрационный номер в государственном реестре средств измерений РФ, номер и срок действия свидетельства об утверждении типа, межповерочный интервал, отметка и дата первичной поверки (или свидетельство о поверке), наименование методики поверки, климатическое исполнение, входной и выходной сигнал, IP, шифр позиции, уровень SIL, соответствие Насе, назначенный срок службы, сведения об испытаниях на заводе-изготовителе, разделы, предусмотренные ГОСТ 2.610-2006, гарантийный срок, подпись (с расшифровкой, должность) и печать производителя (официального представителя производителя в РФ).
- (3) Первичная поверка (дата первичной поверки и выдачи свидетельства) должны быть выполнена не ранее 2-х месяцев до даты поставки.
- (4) РКД предоставляется в течении 2-х недель с даты акцепта оферты. На габаритных чертежах обязательно должно быть указано: обозначение технологической позиции, габаритные размеры (в т.ч. строительная длина), материальное исполнение основных деталей, исполнение уплотнительной поверхности фланцевого соединения, материальное исполнение ответных фланцев и крепежа, вес оборудования в сборе.

5 Измерение давления

5.1 Преобразователи избыточного, абсолютного, дифференциального, гидростатического давления

- 5.1.1 Преобразователи давления должны быть интеллектуальными (микропроцессорными).
- 5.1.2 Вид взрывозащиты – искробезопасная электрическая цепь (ia), категория IIС.
- 5.1.3 Допускаемая основная приведенная погрешность измерения: не более $\pm 0,075$ %, для датчиков гидростатического давления и датчиков с мембранными разделителями не более $\pm 0,2$ %.
- 5.1.4 Назначенный срок службы должен составлять не менее 15 лет.
- 5.1.5 Глубина перестройки шкалы преобразования: не менее 100:1 для преобразователей дифференциального давления, не менее 30:1 для преобразователей давления с сохранением заявленной точности.
- 5.1.6 Время реакции токового выхода (T90): не более 300мс.
- 5.1.7 Преобразователь должен иметь настраиваемое время демпфирования выходного сигнала.
- 5.1.8 Преобразователь должен быть откалиброван на заводе-изготовителе в соответствии с требованиями ОЛ.
- 5.1.9 Преобразователь должен иметь функцию самодиагностики микропроцессорного модуля, аппаратных ошибок, ошибок конфигурирования, измерение температуры измерительной ячейки, возможность сохранения ошибок и предельных значений параметров.
- 5.1.10 Преобразователи дифференциального давления должны иметь функцию программного реверсирования «+» и «-» измерительных камер, необходимо предусмотреть дренажи камер с заглушками из нержавеющей стали (резьба NPT $\frac{1}{4}$ ”).
- 5.1.11 Если измеряемая среда содержит водород или водородсодержащий газ (ВСГ), мембрана преобразователя должна иметь защиту от проникновения атомов водорода.

- 5.1.12 Если измеряемая среда – кислород, то датчик давления должен иметь документальное подтверждение возможности эксплуатироваться на данной позиции. Прибор должен иметь на корпусе соответствующую маркировку, отметку в паспорте.
- 5.1.13 Материал мембраны, уплотнения измерительной ячейки, а также других частей, контактирующих с измеряемой средой, должен обладать необходимой химической стойкостью (с учетом рабочего давления и температуры).
- 5.1.14 Преобразователи давления без приварной мембраны (например, с керамической ячейкой) должны иметь дополнительное газонепроницаемое уплотнение.
- 5.1.15 Преобразователи давления должны иметь допустимый диапазон температур измеряемой среды от -40 до +120 °С.
- 5.1.16 Фланцевые крышки датчиков дифференциального давления должны быть из нержавеющей стали. Если нержавеющая сталь не обладает химической стойкостью к измеряемой среде и/или условиям процесса, то фланцевые крышки должны быть изготовлены из химически стойкого материала.
- 5.1.17 Преобразователи давления должны иметь документальное подтверждение возможности изменения шкалы преобразования в пределах диапазона измерения ячейки без необходимости проведения повторной поверки (калибровки). Копия подтверждающего документа прикладывается к поставке.
- 5.1.18 Измерительная ячейка должна обеспечивать возможность измерения давления (дифференциального давления) с 50 % запасом по отношению к верхнему значению предела измерения.
- 5.1.19 Для измерения разрежения в печах применяются преобразователи дифференциального давления или фланцевые датчики давления.
- 5.1.20 Применение мембранных разделителей допускается только по согласованию с Заказчиком. Основные применения: измерение давления вязких, кристаллизующихся, коксующихся жидкостей с высокой температурой, измерение давления агрессивных сред.
- 5.1.21 Для измерения избыточного, абсолютного давления применяются резьбовые датчики давления. Присоединение резьбовых

преобразователей давления (кроме СБТУ): внешняя резьба 1/2" NPT (на приборе), применение переходников не допускается. Присоединение резьбовых преобразователей давления на СБТУ): внешняя резьба M20x1.5 (манометрическая), применение переходников не допускается.

5.1.22 Для измерения дифференциального давления, разрежения, а также в отдельных случаях для измерения малого давления, которое невозможно измерить резьбовыми преобразователями, применяются фланцевые преобразователи давления. Присоединение фланцевых преобразователей давления: прямой монтаж вентильного блока по стандарту IEC 61518, болты для присоединения 7/16 UNF из нержавеющей стали, внутренняя резьба 1/4" NPT на фланцевых крышках. Фланцевые преобразователи дифференциального давления должны иметь порты для дренирования с резьбой 1/4" NPT, расположенные на одной оси с портами для подключения процесса (вентильного блока). Порты для дренирования должны быть укомплектованы штатными заглушками из нержавеющей стали. По отдельному требованию Заказчика должны быть предусмотрены дополнительные порты для дренирования (прокачки), расположенные с боковых сторон фланцевых крышек преобразователей давления.

5.1.23 Требования к монтажу и комплектности поставки

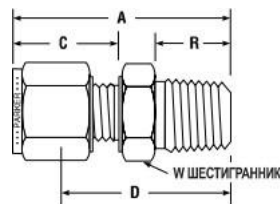
5.1.23.1 Монтаж преобразователей давления производится в соответствии с ОТР.

5.1.23.2 Монтаж преобразователей разрежения на печи. Отбор разрежения должен быть минимальной длины и иметь уклон не менее 10° (преобразователь выше отбора) с целью исключения накопления конденсата. Предусмотреть электрообогрев преобразователей разрежения на печи.

5.1.23.3 Комплект поставки преобразователей избыточного и абсолютного давления (за исключением бачков торцевого уплотнения насосов): фитинг под обжимное кольцо для подключения импульсной линии 12x1 мм или 12x2мм, двухвентильный блок с дренажным отверстием и заглушкой для него, кабельный ввод, заглушка кабельного ввода (при необходимости), монтажный кронштейн на трубу 2" (предпочтительно для вентильного блока). На фитинги, кабельные вводы и вентильные

блоки необходимо предоставление сертификатов качества, паспорта.

Требования к фитингам и вентильным блокам для преобразователей избыточного и абсолютного давления.



A – 49 мм, C – 22 мм, R – 19,1 мм, D – 38,9 мм, W_{шестигранник} – 22 мм.

Материал фитинга – нержавеющая сталь 316 L.

Рисунок 5.1 Фитинг с наружной резьбой ½ NPT для подключения импульсной линии под трубку наружным диаметром 12 мм

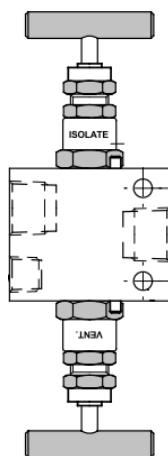


Рисунок 5.2 Вентильный блок для резьбового монтажа преобразователей давления

На рисунке 5.2 представлен двух-вентильный блок. Подключение к датчику и подключение к процессу внутренняя резьба ½ NPT, дренаж внутренняя резьба ¼ NPT. Заглушка дренажного отверстия в комплекте. Материал вентильного блока – нержавеющая сталь 316 L. Тефлоновая, PTFE, или графитовая сальниковая набивка вентилей (зависит от условий применения). Седловой тип вентилей металл/металл. Число оборотов при открытии/закрытии – 3,5. Цветовая маркировка вентилей – дренаж (красный), отсекающий датчика (синий). Вентили вентильного блока должны быть расположены на корпусе под углом 180°, либо 90° относительно друг друга. Маркировка вентильного блока должна включать в себя: схема соединений, материал блока, наименование блока, наименование

материала уплотнения, применяемые резьбовые соединения, предельное давление и температура.

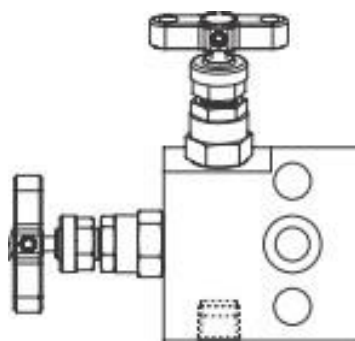


Рисунок 5.3. Вентильный блок для фланцевого монтажа преобразователей давления (классическое исполнение датчика давления с крышками измерительной мембраны)

На рисунке 5.3 представлен двух-вентильный блок. Подключение к датчику фланцевое на оборотной стороне блока (уплотнение прокладкой в проточенной канавке). Подключение к процессу внутренняя резьба $\frac{1}{2}$ NPT на лицевой стороне блока. Дренаж внутренняя резьба

$\frac{1}{4}$ NPT. Заглушка дренажного отверстия в комплекте. Материал вентильного блока – нержавеющая сталь 316 L. Тефлоновая, PTFE, или графитовая сальниковая набивка вентиляей. (зависит от условий применения). Седловой тип вентиляей металл/металл. Число оборотов при открытии/закрытии – 3,5. Цветовая маркировка вентиляей – дренаж (красный), отсекаель датчика (синий). Вентили вентильного блока должны быть расположены на корпусе под углом 90° относительно друг друга. В комплекте с вентильным блоком поставляются болты для монтажа датчика (2 шт.), резьба $7/16$ " UNF, материал – нержавеющая сталь, либо оцинкованная сталь, прокладки для подключения к датчику (стандартно PTFE). Маркировка вентильного блока должна включать в себя: схемасоединений, материал блока, наименование блока, наименование материала уплотнения, применяемые резьбовые присоединения, предельное давление и температура.

Варианты рекомендуемых (допустимых) фитингов и вентильных блоков для преобразователей избыточного и абсолютного давления:

Фитинг для подключения импульсной линии: M12MSC1/2N, SS-12MO-1-8, DMC12M-8N- SA.

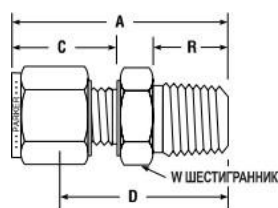
Вентильный блок для резьбовых преобразователей: HLS2VP, MSBG4NAT + SS-4-P, VBR56-2V-8N4N-S, 2050CDADABAA.

Вентильный блок для фланцевых преобразователей: HDS2HLHP, SS-VE2VF8+FL+SS-4-P, 2150CDАННBAA.

5.1.23.4 Комплект поставки преобразователей избыточного и абсолютного давления для бачков торцевого уплотнения насосов: преобразователь, кабельный ввод, заглушка кабельного ввода (при необходимости).

5.1.23.5 Комплект поставки преобразователей дифференциального давления: два фитинга под обжимное кольцо для подключения импульсной линии 12x1 мм или 12x2мм, трех-вентильный блок с дренажными отверстиями (расположены снизу) и заглушками для дренажных отверстий, кабельный ввод, заглушка кабельного ввода (при необходимости), монтажный кронштейн преобразователя на трубу 2”(предпочтительно плоского типа).

Требования к фитингам и вентильным блокам для преобразователей дифференциального давления.



A = 49 мм, C = 22 мм, R = 19,1 мм, D = 38,9 мм, W_{шестигранник} – 22 мм. Материал фитинга – нержавеющая сталь 316 L.

Рисунок 5.4 Фитинг с наружной резьбой ½ NPT для подключения импульсной линии под трубку наружным диаметром 12 мм.

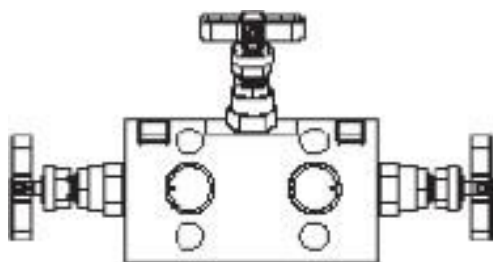


Рисунок 5.5 Вентильный блок для датчиков дифференциального давления

Трех-вентильный блок. Подключение к датчику фланцевое на оборотной стороне блока (уплотнение прокладкой в проточенной канавке). Подключение к процессу внутренняя резьба ½ NPT на лицевой стороне блока (два отбора). Дренаж внутренняя резьба (два отбора) ¼ NPT. Заглушка дренажного отверстия в комплекте. Материал вентильного блока – нержавеющая сталь 316 L.

Тефлоновая, PTFE, или графитовая сальниковая

набивка вентилей. (зависит от условий применения). Седловой тип вентилей металл/металл. Число оборотов при открытии/закрытии – 3,5. Цветовая маркировка вентилей – уравнительный (зеленый), отсекающий датчика (синий). Вентили вентильного блока должны быть расположены на корпусе под углом 90° относительно друг друга. Межосевое расстояние со стороны процесса и прибора должно составлять 54 мм. В комплекте с вентильным блоком поставляются болты для подключения датчика (4 шт.), резьба 7/16" UNF, материал – нержавеющая сталь, либо оцинкованная сталь, прокладки для подключения к датчику (стандартно PTFE). Маркировка вентильного блока должна включать в себя: схема соединений, материал блока, наименование блока, наименование материала уплотнения, применяемые резьбовые присоединения, предельное давление и температура.

Варианты рекомендуемых (допустимых) фитингов и вентильных блоков для преобразователей дифференциального давления:

Фитинг для подключения импульсной линии: M12MSC1/2N, SS-12MO-1-8, DMC12M-8N- SA.

Вентильный блок для резьбовых преобразователей: HDS3MDTPBP, 3154CDАННВАА.

5.1.23.6 Комплект поставки преобразователей гидростатического давления: ответный фланец, крепеж, прокладки, промывочное кольцо из нержавеющей стали с отверстиями Rc1/2" или NPT 1/2" (+заглушки), шаровой кран для прокачки с заглушкой, монтажный кронштейн преобразователя на трубу 2"(предпочтительно плоского типа), кабельный ввод, заглушка кабельного ввода (при необходимости). При необходимости шаровой кран комплектуется удлинителем для обеспечения работы крана при собранном фланцевом соединении.

5.2 Манометры

5.2.1 Назначенный срок службы манометра должен составлять не менее 10 лет.

5.2.2 Межповерочный интервал - не менее 1 года.

5.2.3 Допускаемая основная приведенная погрешность измерения: не более $\pm 1.6 \%$.

5.2.4 Тип, серийный номер, класс точности манометра должны быть нанесены на шкалу. В паспорте на манометр должен быть указан номер в ГРСИ.

- 5.2.5 Диапазон измерений манометра должен находиться во второй трети шкалы манометра. Манометр должен иметь диаметр корпуса (циферблат) 160 мм. Корпус манометра изготавливается из нержавеющей или углеродистой стали.
- 5.2.6 В случае монтажа манометра на приборный щит данный факт необходимо указать в ОП, приложить эскиз монтажа (при таком способе монтажа диаметр манометра может быть 100 мм).
- 5.2.7 Манометр должен быть оснащен передвижным указателем критического значения давления. Указатель должен быть красного цвета.
- 5.2.8 Обвязка манометра должна производиться согласно ОТР. Для манометров применить тип присоединения – внешняя резьба M20x1.5 (манометрическая). Применение съёмного присоединительного штуцера манометра не допускается.
- 5.2.9 Температурный диапазон манометра должен соответствовать рабочей и расчетной температуре измеряемой среды.
- 5.2.10 Манометры должны быть рассчитаны на перегрузку не менее 30 % от шкалы, но не менее, чем расчетное давление, указанное в ОП. Если манометр не выдерживает расчетное давление, он должен быть доукомплектован, соответствующим съёмным устройством защиты от перегрузок. Съёмное защитное устройство необходимо использовать с резьбовым типом соединения (внутренняя M20x1,5 для присоединения манометра, внешняя M20x1,5 для присоединения к процессу). Эксплуатационные характеристики устройства должны быть не хуже, чем у манометра.
- 5.2.11 Манометры, устанавливаемые на позиции, где возможны пульсации и вибрации (насосы, компрессоры), необходимо укомплектовывать съёмными демпфирующими устройствами. В качестве демпфирующего устройства может быть использован демпфер с резьбовым типом соединения (внутренняя M20x1,5 для присоединения манометра, наружная M20x1,5 для присоединения к процессу). Условия эксплуатации демпфера должны соответствовать условиям эксплуатации манометра. Также в качестве демпфирующего устройства может выступать демпфирующая жидкость (глицерин), заполняющая корпус манометра.
- 5.2.12 Манометр должен иметь разборный механизм, должен быть обеспечен доступ к механизму, исключить применение несъёмной крышки

- (завальцовка корпуса). При применении дросселя присоединительного штуцера манометра необходимо обеспечить возможность его демонтажа.
- 5.2.13 В обоснованных случаях манометры должны быть укомплектованы охладителями для предотвращения термических ожогов персонала при их демонтаже. В качестве охладителя может быть использовано устройство с резьбовым типом соединения (внутренняя M20x1,5 для присоединения манометра, внешняя M20x1,5 – для присоединения к процессу). Характеристики охладителя должны удовлетворять расчетным значениям температуры точки измерения.
- 5.2.14 Применять безопасное двухслойное стекло толщиной не менее 4 мм.
- 5.2.15 Приоритетными являются манометры на основе трубки Бурдона (другие типы чувствительного элемента согласовать с Заказчиком). Материал трубки Бурдона должен обладать химической стойкостью к измеряемой среде при рабочих / расчетных условиях эксплуатации (нержавеющая сталь, медные сплавы).

5.3 Дополнительные требования к манометрам с мембранными разделителями

- 5.3.1 Разделители предназначены для предохранения внутренней полости чувствительных элементов измерительных устройств (манометров) от попадания в нее сред агрессивных, горячих, кристаллизующихся, несущих взвешенные твердые частицы. Соединение разделителя с измерительным устройством осуществляется непосредственно или через соединительный рукав.
- 5.3.2 Разделитель состоит из мембраны и двух фланцев. Присоединительный размер к манометру M20x1,5 внутренняя, к процессу – M20x1,5 внешняя. Мембрана разделителя – толщина 0,08 мм, материал из сплава 36НХТЮ ГОСТ 10994-74. Фланцы разделителя между собой обжимаются болтами. Разделитель должен иметь рабочий диапазон температур не уже, чем от минус 40 до плюс 200 °С. Назначенный срок службы разделителей должен быть не менее 5 лет. Диаметр соединительного рукава 4 мм, длина рукава 2,5 м. Штуцеры рукава (на одной стороне внешний, на другой – внутренний) M20x1,5. В исключительных случаях возможно применение фланцевого присоединения к процессу (требуется дополнительное

согласование с Заказчиком).

5.3.3 Манометры должны поставляться в сборе с разделителями и капиллярами. Сборка должна быть заполнена разделительной жидкостью. Жидкость должна быть рассчитана на рабочую и расчётную температуру измеряемого продукта. В паспорте на манометр необходимо обозначить модель применяемого разделителя, указать марку разделительной жидкости.

5.3.4 Места соединений манометра, разделителя и капилляра должны быть маркированы краской, либо специальными знаками, указывающими на недопущение разборки этих соединений.

6 Измерение и контроль расхода

6.1 Принципы измерения расхода

- 6.1.1 Для измерения расхода применяются расходомеры на базе стандартных сужающих устройств, вихревые, ультразвуковые накладные, ультразвуковые фланцевые, кориолисовые, термомассовые, расходомеры на базе трубки Пито, расходомеры со встроенной диафрагмой (для измерения сверхмалых расходов). В отдельных исключительных случаях применяются электромагнитные расходомеры.
- 6.1.2 Выбор принципа измерения расхода производится в соответствии с настоящими ТУ, требования базового проекта (для новых объектов). При необходимости принципы измерения расхода уточнить у Заказчика.
- 6.1.3 Для измерения расхода на позициях, участвующих во внутреннем материальном балансе (FQR), применяются расходомеры, сертифицированные для применения в учетно-расчетных операциях.
- 6.1.3.1 Для учета нефти и нефтепродуктов основной принцип измерения расхода – кориолисовый (стандарт ГОСТ 8.595-2004). Учет жидкости производится в массе, измерение – в единицах массового расхода (кг/ч, т/ч), рекомендации по учету газов могут быть указаны в индивидуальных ТУ или запрошены у Заказчика. Рекомендуемая допускаемая основная относительная погрешность расходомера при измерении массового расхода жидких нефтепродуктов не более $\pm 0.15\%$ (погрешность измерительного канала – в соответствии с ГОСТ 8.595-2004). Рекомендуемая допускаемая основная относительная погрешность расходомера при измерении массового расхода газа: не более $\pm 0.5\%$. С целью повышения точности для подключения к системе управления рекомендуется применение цифрового протокола (например, выход расходомера HART подключается к РСУ через цифровую систему удаленного ввода по технологии HART over Profibus или через мультиплексоры HART). Если требуется вывести несколько переменных HART с кориолисового массового расходомера (массовый расход, объемный расход, плотность, температура), вывод

организовать по цифровому протоколу при помощи циклического опроса HART-переменных (HART over Profibus, мультиплексоры HART или аналогично). В проектной документации по монтажу кориолисовых расходомеров для каждого прибора должна быть предусмотрена обводная (байпасная) линия (с дренажным вентилем) для настройки нулевой точки при рабочем давлении, а также монтажа-демонтажа прибора на режиме.

6.1.3.2 Для измерения и учета водяного пара применяется вихревой принцип измерения с автоматической компенсацией по температуре по отдельному требованию – для перегретого пара также с компенсацией по давлению. Рекомендуемая допускаемая основная относительная погрешность расходомера при измерении массового расхода пара: не более $\pm 2\%$.

6.1.3.3 Для измерения и учета воздуха, азота применяются вихревые расходомеры. Учет производится в объемных единицах, приведенных к нормальным (стандартным) условиям. Рекомендуемая допускаемая основная относительная погрешность расходомера: не более $\pm 1\%$ (погрешность расходомера).

6.1.3.4 Для измерения и учета воды применяются вихревые расходомеры, при $D_u \geq 300$ применяются ультразвуковые накладные расходомеры. Учет может производиться в объемных ($m^3/ч$) или массовых ($кг/ч$) единицах (указано в индивидуальном техническом задании). Рекомендуемая допускаемая основная относительная погрешность расходомера: не более $\pm 1\%$. Если учет производится в массовых единицах предусмотреть автоматическую компенсацию по температуре измеряемой среды. Для этого применить вихревой расходомер со встроенным термометром сопротивления Pt100 и автоматической коррекцией; для ультразвукового накладного расходомера предусмотреть внешний термометр сопротивления Pt100, дополнительный вход от этого термометра в расходомере и автоматический расчет плотности в расходомере.

6.1.4 Для контроля (сигнализации) расхода газа, в том числе газа на факел, применяются в основном термодифференциальные сигнализаторы расхода.

6.2 Расходомеры переменного перепада давления на базе стандартных сужающих устройств

6.2.1 Особенности применения сужающих устройств:

- Опросный лист на сужающее устройство (диафрагму) не выпускается. Заказ диафрагм осуществляется в разделе «Монтажные узлы и изделия» спецификации оборудования, изделий и материалов проекта.
- Применяются цельноточеные диафрагмы, изготавливаемые по чертежам Заказчика.
- Комплект поставки диафрагмы включает: комплект отборов (по чертежам Заказчика), коренная арматура, ответные фланцы, прокладки СНП, крепеж.
- Чертежи диафрагм и комплекта отборов направляются в адрес проектной организации в составе задания на проектирование и/или по запросу проектной организации.
- Расчет диафрагмы выполняется проектной организацией, данные для расчета предоставляются Заказчиком в составе задания на проектирование.
- Расточка отверстия диафрагмы « d_{20} » выполняется Заказчиком.
- Применение расходомеров на базе диафрагм с мембранными разделителями и капиллярами только в исключительных случаях и по согласованию с Заказчиком.

6.2.2 Требования к монтажу сужающих устройств:

- Монтаж диафрагм производить в соответствии с ОТР.
- Диафрагмы могут иметь 2 пары отборов в соответствии с указанием на технологических схемах.
- На прямых участках длиной $2 \times DN$ до и после диафрагмы трубопроводы не должны иметь внутренних уступов.
- Диафрагмы устанавливаются только на горизонтальных участках трубопроводов.
- Тип коренной арматуры должен соответствовать классу трубопровода. Стандартный тип коренной арматуры – ЗКС DN15 Rc1/2". Другие типы коренной арматуры – по согласованию с Заказчиком.
- При $T_{\text{изм. среды}} \geq 200 \text{ }^\circ\text{C}$ и/или $P_{\text{изм. среды}} \geq 6,3 \text{ МПа}$ применять сдвоенную

коренную арматуру в исполнении под приварку.

6.2.3 Стандартные сужающие устройства (диафрагмы) не применяются в следующих случаях:

- Диафрагму невозможно рассчитать при помощи сертифицированного программного обеспечения. Применить вихревой, ультразвуковой расходомер.
- При $D_u < 50$. Применить вихревой, ультразвуковой расходомер.
- При $D_u \geq 300$. Для жидкостей – применить накладной ультразвуковой расходомер, для газов – расходомер на базе трубки Пито или термально-массовый расходомер (газы с постоянным составом (в основном, азот, воздух)).
- Если требуется допускаемая относительная погрешность измерения расхода $\leq 1\%$ от диапазона измерения. Применить вихревой (для жидкости), ультразвуковой (для жидкости) расходомер.
- Если отношение максимального измеряемого расхода к минимальному измеряемому расходу (turn down) с заданной точностью более 10. Применить вихревой, ультразвуковой накладной расходомер.
- При измерении жидкостей с динамической вязкостью более 50 сП. Применить для электропроводных жидкостей – электромагнитный расходомер, для неэлектропроводных – накладной ультразвуковой или массовый расходомер.
- При наличии в измеряемой среде твердых частиц, абразива, забивающих импульсные линии. При измерении расхода суспензий. Применить для электропроводных жидкостей – электромагнитный расходомер, для неэлектропроводных – накладной ультразвуковой или массовый расходомер.
- При измерении расхода газа, рабочие параметры которого меняются в широких пределах. Применить вихревой расходомер или реализовать компенсацию изменения рабочих параметров. Допускается применение расходомеров на базе сужающих устройств при введении компенсации на изменение давления и температуры.
- Для измерения расхода коррозионных сред. Применить накладной ультразвуковой расходомер.

- При рабочем давлении измеряемой среды выше 6 МПа. Применить вихревой, ультразвуковой накладной, массовый расходомер.
- Если отсутствуют необходимые прямые участки до и после сужающего устройства. Применить комбинацию из термомассовых расходомеров, вихревой расходомер с программной коррекцией длин прямых участков, накладной ультразвуковой расходомер (для жидкостей) с двумя или более парами датчиков.

6.3 Кориолисовые расходомеры

6.3.1 Назначение. Предназначены для измерения массового расхода жидкости и газа, при наличии необходимости – также для измерения температуры измеряемой среды и плотности (плотность измеряется только для жидкости). Применяются в основном для измерения массового расхода на учетных позициях (FQR). При выборе принципа измерения проектная организация производит предварительный расчет кориолисового расходомера (например, с применением специализированного программного обеспечения) на предмет возможности его применения с учетом требования настоящих ТУ.

6.3.2 Кориолисовый расходомер состоит из первичного преобразователя (сенсора) и вторичного преобразователя. Преимущественно применяется интегрированный монтаж – вторичный преобразователь смонтирован непосредственно на сенсоре. В исключительных случаях по согласованию с Заказчиком применяется удаленный монтаж сенсора. В этом случае расходомер комплектуется дополнительным бронированным кабелем для связи сенсора и вторичного преобразователя, трубной стойкой для монтажа вторичного преобразователя и монтажными аксессуарами.

6.3.3 Допускаемые основные погрешности измерения:

- массовый расход жидкости: не более $\pm 0,15$ % относительная;
- массовый расход газа: не более $\pm 0,5$ % относительная;
- плотность жидкости: не более ± 2 кг/м³ (уточняется в индивидуальном техническом задании или по требованию);
- температура измеряемой среды: не более ± 1 °С (уточняется в индивидуальном техническом задании или по требованию).

6.3.4 Вид взрывозащиты:

- сенсор: искробезопасная электрическая цепь (ia),
- вторичный преобразователь: взрывонепроницаемая оболочка (d).
При необходимости выходной сигнал является искробезопасным.

6.3.5 Материальное исполнение и технологическое присоединение расходомера

- Тип технологического присоединения – фланцевое (заводское исполнение). Стандарт фланцевого присоединения – ГОСТ 33259-2015. По согласованию с Заказчиком допускаются аналоги по EN 1092-1, DIN 2526, ASME B 16.5.
- Материал сенсора (корпуса, трубок, других частей, контактирующих с рабочей средой и выдерживающих условия процесса) и материал технологического присоединения определяются проектной организацией. По умолчанию материал сенсора и материал технологического присоединения – нержавеющая сталь. Другие материалы (стали, сплавы и т.п.) применять только в исключительных и обоснованных случаях при обязательном согласовании с Заказчиком. Запрещается применение разнородных материалов сенсора и технологического присоединения.
- Значение DN расходомера (номинальный диаметр присоединения (сенсора)) выбирается из ряда: DN15, DN25, DN40, DN50, DN80, DN100, DN150, DN200, DN250. Значение DN не может быть больше номинального диаметра трубопровода (DN_{тр}), на который устанавливается расходомер. Дополнительно DN расходомера, предназначенного для измерения расхода жидкости, не может быть меньше 0,5DN_{тр}, DN расходомера, предназначенного для измерения расхода газа, не может быть меньше 0,25DN_{тр}. В опросном листе на расходомер указываются возможные варианты DN, из которых участник закупочной процедуры выбирает единственный на основании результатов расчета при помощи заводского ПО и выполнения требований ОЛ.
- Значение номинального давления сенсора и технологического присоединения PN определяется проектной организацией и выбирается из ряда: PN40, PN63, PN100, PN200, PN250.
- Возможные исполнения уплотнительной поверхности фланцев расходомера.

Для PN40: впадина (исп. F), паз (исп. D).

Для PN63: впадина (исп. F), паз (исп. D), под прокладку овального сечения (исп. J).

Для PN100 и выше: под прокладку овального сечения (исп. J).

Для PN40 и PN63 выбор исполнения уплотнительной поверхности из возможных вариантов осуществляется проектной организацией.

- Тип, характеристики ответных фланцев, прокладок, крепежа определяются проектной организацией и указываются в опросном листе.
- Температура рабочей среды сенсора массовых расходомеров должна предусматривать возможность очистки от отложений измерительных трубок паром 200⁰ С.

6.3.6 Выходные сигналы (вторичного преобразователя):

- Массовый расход: (4...20) мА + HART. Обязательно наличие возможности вывода по HART (первичная переменная). Выходной сигнал может быть активным (питание цепи от расходомера) или пассивным (питание от системы управления). При наличии требования к выходному сигналу взрывозащищенного искробезопасного исполнения (Exi), сигнал должен быть пассивным (питание от системы управления). Потенциал выходного сигнала расходомера (активный или пассивный) указывает участник закупочной процедуры. Для целей поверки и калибровки массовый расходомер должен иметь дополнительный частотный выход (0...1) кГц.
- Плотность (при необходимости): HART (вторичная переменная).
- Температура (при необходимости): HART (третичная переменная).
- Объемный расход (при необходимости): HART (переменная).

Версия HART: версия 7, по отдельному согласованию – не ниже версии 5.

6.3.7 Вторичный преобразователь

- Материал: алюминий с антикоррозионным покрытием или

нержавеющая сталь.

- Интеллектуальный (микропроцессорный) с развитыми функциями самодиагностики и диагностики технологического процесса (рекомендуемый стандарт NE107), интеграция в современные менеджеры ресурсов КИП. Должна быть предусмотрена автоматическая непрерывная самодиагностика всех элементов расходомера (электронного преобразователя, сенсора), условий технологического процесса (однородность среды, кавитация, неполное заполнение сенсора).
- Дисплей (с наличием русского языка) с функциями просмотра значений, данных диагностики, полнофункциональной настройки и диагностики.
- Схема электрического подключения – четырехпроводная (2 провода – питание, 2 провода - выходной сигнал).
- Питание: 24 В ± 10 % постоянного тока, рекомендуемый потребляемый ток: не более 1А.

6.3.8 Комплект поставки: ответные фланцы, прокладки, крепеж, кабельные вводы, заглушки, для удаленного монтажа преобразователя – кабель, трубная стойка, монтажные аксессуары. Расходомеры должны поставляться с установленными на них ответными фланцами и крепежом. Прокладки должны быть прикреплены способом, исключающим их повреждение при транспортировке.

6.3.9 Монтаж кориолисовых расходомеров – в соответствии с ОТР.

6.4 Вихревые расходомеры

6.4.1 Назначение. Вихревые расходомеры применяются для измерения расхода жидкости, газа, пара, для внутреннего учета пара, воды, воздуха и азота. При выборе принципа измерения проектная организация производит предварительный расчет расходомера (например, с применением специализированного программного обеспечения) на предмет возможности его применения с учетом требования настоящих ТУ. Не применять вихревые расходомеры для измерения расхода жидкостей со скоростью ниже 0,5 м/с, для газа/пара ниже 3 м/с.

6.4.2 Вихревой расходомер состоит из первичного преобразователя (сенсора) и

вторичного преобразователя. Преимущественно применяется интегрированный монтаж - вторичный преобразователь смонтирован непосредственно на сенсоре. В исключительных случаях (например, для измерения расхода водяного пара) по согласованию с Заказчиком применяется удаленный монтаж сенсора. В этом случае расходомер комплектуется дополнительным бронированным кабелем для связи сенсора и вторичного преобразователя, трубной стойкой для монтажа вторичного преобразователя и монтажными аксессуарами.

6.4.3 Допускаемые основные погрешности измерения:

- Объемный расход жидкости: не более $\pm 0,75$ % относительная;
- Объемный расход газа, пара: не более ± 1 % относительная;
- Массовый расход пара (с компенсацией по температуре (давлению)): не более ± 2 % относительная;

6.4.4 Взрывозащита:

- Вид взрывозащиты искробезопасная электрическая цепь (ia),
- Категория оборудования: IIC.
- Температурный класс: не менее T3.

6.4.5 Материальное исполнение и технологическое присоединение расходомера

- Тип технологического присоединения – фланцевое (заводское исполнение). Стандарт фланцевого присоединения – ГОСТ 33259-2015. По согласованию с Заказчиком допускаются аналоги по EN 1092-1, DIN 2526, ASME B 16.5.
- Материал сенсора (корпуса, вихреобразователя, других частей, контактирующих с рабочей средой и выдерживающих условия процесса) и материал технологического присоединения определяются проектной организацией. По умолчанию материал сенсора и материал технологического присоединения – нержавеющая сталь. Другие материалы (стали, сплавы и т.п.) применять только в исключительных и обоснованных случаях при обязательном согласовании с Заказчиком. Запрещается применение разнородных материалов сенсора и технологического присоединения.

- Материал уплотнения сенсора определяется участником закупочной процедуры на основании ОЛ.
- Значение DN расходомера (номинальный диаметр присоединения (сенсора)) выбирается из ряда: DN15, DN25, DN40, DN50, DN80, DN100, DN150, DN200, DN250. Значение DN не может быть больше номинального диаметра трубопровода (DN_{тр}), на который устанавливается расходомер. Дополнительно DN расходомера, предназначенного для измерения расхода жидкости, не может быть меньше 0,5DN_{тр}, DN расходомера, предназначенного для измерения расхода газа, пара, не может быть меньше 0,25DN_{тр}. В опросном листе на расходомер указываются возможные варианты DN, из которых участник закупочной процедуры выбирает единственный на основании результатов расчета при помощи заводского ПО и выполнения остальных требований ОЛ.
- Значение номинального давления сенсора и технологического присоединения PN определяется проектной организацией и выбирается из ряда: PN16 (для воздуха, азота, серной кислоты), PN40, PN63, PN100, PN200, PN250.
- Возможные исполнения уплотнительной поверхности фланцеврасходомера.
 Для PN40: впадина (исп. F), паз (исп. D).
 Для PN63: впадина (исп. F), паз (исп. D), под прокладку овального сечения (исп. J).
 Для PN100 и выше: под прокладку овального сечения (исп. J).
 Для PN40 и PN63 выбор исполнения уплотнительной поверхности из возможных вариантов осуществляется проектной организацией.
- Тип и материал ответных фланцев, прокладок, крепежа определяется проектной организацией и указывается в опросном листе.

6.4.6 Выходные сигналы (вторичного преобразователя):

- Объемный / массовый расход: (4...20) мА (Exi) + HART.
 Версия HART: версия 7, по отдельному согласованию – не ниже версии 5.

6.4.7 Вторичный преобразователь.

- Материал: алюминий с антикоррозионным покрытием или нержавеющая сталь.
- Интеллектуальный (микропроцессорный) с развитыми функциями самодиагностики и диагностики технологического процесса (рекомендуемый стандарт NE107), интеграция в современные менеджеры ресурсов КИП. Должна быть предусмотрена автоматическая непрерывная самодиагностика всех элементов расходомера (электронного преобразователя, сенсора), условий технологического процесса (кавитация и т.д.).
- Дисплей (с наличием русского языка) с функциями просмотра значений, данных диагностики, полнофункциональной настройки и диагностики.
- Схема электрического подключения – двухпроводная (к барьеру искрозащиты).
- Питание: номинальное 24 В пост.т., не более 15 В при 20 мА.

6.4.8 При необходимости вихревые расходомеры должны иметь возможность программной компенсации длины прямых участков.

6.4.9 Вихревые расходомеры при $D_u \geq 200$ мм должны иметь возможность беспроливной поверки.

6.4.10 Для измерения расхода пара и в других обоснованных случаях вихревые расходомеры должны иметь встроенный термометр для компенсации изменения температуры измеряемой среды, также по отдельному требованию – для компенсации давления.

6.4.11 Комплект поставки: ответные фланцы, прокладки, крепеж, кабельные вводы, заглушки, для удаленного монтажа преобразователя – кабель, трубная стойка, монтажные аксессуары. Расходомеры должны поставляться с установленными на них ответными фланцами и крепежом. Прокладки должны быть прикреплены способом, исключающим их повреждение при транспортировке.

6.4.12 Монтаж вихревых расходомеров, а также требования к прямым участкам для них приведены ОТР.

6.5 Ультразвуковые расходомеры (накладные)

6.5.1 Назначение. Ультразвуковые расходомеры применяются для измерения объемного расхода жидкостей, по отдельному согласованию с Заказчиком – для измерения объемного расхода газа. Основные применения: измерение расхода вязких жидкостей; измерение расхода абразивных сред; измерение расхода агрессивных, коррозионных сред; измерение расхода жидкостей $Du \geq 300$; измерение расхода жидкостей с рабочим давлением более 6,0 МПа и рабочей температурой более 300 °С (одновременно); при необходимости измерения расхода в широком диапазоне, который не может быть обеспечен другими принципами измерения; для применения вместо диафрагм на трубопроводах $Du < 50$, где невозможно применение вихревого и электромагнитного расходомера; для измерения расхода жидкостей при очень высоком давлении (более 10 МПа); при необходимости монтажа расходомера на действующий трубопровод.

6.5.2 Ультразвуковой расходомер состоит из датчиков и вторичного преобразователя. Применяется удаленный монтаж: датчики монтируются на технологический трубопровод, соединяются со вторичным преобразователем штатными кабелями. Вторичный преобразователь монтируется в обогреваемом шкафу.

6.5.3 Измеряемые величины: скорость и объемный расход, скорость звука в измеряемой среде.

6.5.4 Диапазон измерения скорости измеряемой среды: (0,01... 25) м/с.

6.5.5 Метод измерения: основной – времяимпульсный, дополнительный – доплеровский (при необходимости).

6.5.6 Поддерживаемое количество проходов ультразвукового луча: 1,2,3,4.

6.5.7 Допускаемые основные погрешности измерения:

Объемный расход жидкости: не более $\pm 0,5$ % относительная.

6.5.8 С целью снижения дополнительных температурных погрешностей в расходомере должна быть реализована автоматическая температурная компенсация датчиков при помощи встроенных термометров.

6.5.9 Взрывозащита:

- вид взрывозащиты датчиков: q или d; вторичного преобразователя: d или nC;

- Категория оборудования (газовая группа): не менее II, IIC.
- температурный класс: не менее Т3.

6.5.10 Материальное исполнение и технологическое присоединение расходомера

- Тип технологического присоединения – на трубопровод при помощи комплекта поставляемых заводских монтажных приспособлений.

6.5.11 Выходные сигналы (вторичного преобразователя):

- Объемный / массовый расход: (4...20) мА + HART.
- Версия HART: версия 7, по отдельному согласованию – не ниже версии 5.

6.5.12 Вторичный преобразователь.

6.5.12.1 Материал: алюминий с антикоррозионным покрытием или нержавеющая сталь.

6.5.12.2 Интеллектуальный (микропроцессорный) с развитыми функциями самодиагностики и диагностики технологического процесса (рекомендуемый стандарт NE107), интеграция в современные менеджеры ресурсов КИП.

6.5.12.3 Дисплей (с наличием русского языка) с функциями просмотра значений, данных диагностики, полнофункциональной настройки и диагностики.

6.5.12.4 Схема электрического подключения – четырехпроводная (два провода – питание, два провода – выходной сигнал).

6.5.12.5 Питание: номинальное 24 В пост.т .

6.5.12.6 Количество поддерживаемых каналов измерения: 1,2.

6.5.12.7 Требования к внутреннему ПО вторичного

- преобразователя: измерение расхода в прямом и обратном направлениях;
- функция пересчета объемного расхода в массовый расход (на основе введенного значения плотности или на основе значения температуры от внешнего датчика и рассчитанной плотности с применением библиотеки стандартных жидкостей);
- настраиваемое время демпфирования измеренного значения (диапазон не менее (0...360) с), при необходимости - функция интеллектуального демпфирования;

- функции усреднения данных по каналам, а также функция резервирования каналов (вычисление среднего значения расхода, автоматическое обнаружение неисправного канала с переходом на
 - одноканальный режим и обратно); функция снимка ультразвукового
 - сигнала, хранение снимков;
- вторичный преобразователь должен иметь часы реального времени или счетчик времени с целью оптимального использования функций диагностики и регистрации.

6.5.12.8 Требования к регистрации и памяти. Регистрация и хранение данных в расходомере (энергонезависимая память): данные измерений (расход, скорость, скорость звука), данные диагностики (сила сигнала, качество сигнала, профиль потока (турбулентный, ламинарный), соотношение сигнал / шум), снимки ультразвукового сигнала. Частота регистрация данных конфигурируемая от 1 с до 600 с. Период хранения данных и диагностики не менее 5 суток при частоте регистрации 1 р/мин. Регистрация не менее 10-ти последних событий с привязкой по времени возникновения события.

6.5.12.9 Требования к диагностике. Автоматическая непрерывная самодиагностика всех элементов расходомера: датчики (отказ, некорректный тип, некорректные индивидуальные параметры), блок электроники (отказ), ошибки конфигурации, ошибки выходного сигнала, ошибки программного обеспечения, режим измерения (временнóй импульсный или доплеровский). Анализ процесса: недостаточное заполнение трубопровода, недостоверный сигнал по стенке трубопровода, превышении содержание газовой фазы и твердых включений, анализ достоверности измеренного значения по измеренной скорости звука (возможность установления диапазона достоверных значений скорости звука).

6.5.13 Требования к надежности измерений. Расходомеры, установленные на одном трубопроводе, не должны оказывать влияния на работу друг друга. При использовании двухканальных приборов каналы должны быть полностью независимы и не оказывать влияния друг на друга. Расходомер должен иметь функции автоматической фильтрации ложных сигналов (сигналы по стенке трубопровода и т.п.). Расходомер должен сохранять

работоспособность и измерения при превышении газовых и твердых включений, например, путем автоматического перехода в доплеровский режим измерения (и обратно).

6.5.14 Требования к монтажу и вводу в эксплуатацию:

- Возможность безопасного монтажа / демонтажа на действующий трубопровод без останова технологического процесса.
 - Конструкция датчиков должна обеспечивать надежный и быстрый монтаж на трубопровод, например, в виде стальных лент, надежное соединение с трубопроводом (например, при помощи подпружиненного соединения), исключающее воздействие температурного расширения и промышленной вибрации на измерения.
 - Интуитивно-понятный монтаж датчиков (наличие стрелок направления потока, встроенная шкала для точной установки расстояния между датчиками).
- Расходомер должен иметь функцию автоматизированной настройки (автоматический расчет количества проходов ультразвукового луча и расстояния между датчиками).
- Отсутствие необходимости калибровки по месту установки.
 - Отсутствие необходимости корректировки нуля по месту установки.

6.5.15 Требования к внешнему ПО для диагностики, настройки, расчета.

Расходомер должен иметь заводское программное обеспечение для диагностики и настройки. Выгрузка данных из расходомера должна осуществляться преимущественно по выделенной шине. Программное обеспечение должно иметь интуитивно-понятный интерфейс на русском языке. Программное обеспечение должно иметь функции работы с архивными данными измерений (выгрузка, анализ, хранение, формирование конфигурируемых трендов и отчетов) и диагностики, снимками ультразвукового сигнала, полнофункционального конфигурирования, расчета расходомера по данным ОЛ (выбор типа датчиков, анализ возможности применения, расчет необходимого прямого участка, расчет количества проходов ультразвукового луча).

6.5.16 Комплект поставки:

- Ультразвуковые датчики в комплекте с кабелем для подключения к вторичному преобразователю. Длина кабеля ультразвуковых датчиков должна быть не менее 3-х метров (без применения дополнительных соединительных коробок), кабель должен иметь механическую защиту, например, из стальной брони. Рекомендуется кабель, жестко смонтированный в датчик с целью исключения попадания воды в место

контакта.

- Вторичный преобразователь с комплектом для монтажа.
- Комплект для монтажа датчиков. включает в себя заводские крепления на трубопровод, защитный кожух, прокладки (включая ЗИП 5 шт. каждого типа на 1 пару датчиков), контактная смазка. Комплект для монтажа датчиков для измерения сред с $T > 200$ °С дополнительно включает в себя волноводные пластины с крепежом, защитные боксы для датчиков, прокладки (+ ЗИП 5 шт. прокладок каждого типа), автоматический инструмент с электроприводом для подготовки трубопровода (1 комплект на партию не менее 10 расходомеров), автоматический инструмент с ручным приводом для подготовки трубопровода, комплект теплоизоляции (фольма-ткань, одеяло из огнеупорного волокна, проволока, силиконовый герметик).
- Шкаф для монтажа вторичного преобразователя. Материал шкафа – прессованный полиэстер, армированный стекловолокном, IP65 (мин), теплоизоляция с покрытием алюминиевой фольгой. Минимальная комплектация шкафа: трубная стойка Ду50 высотой 1200 мм для крепления шкафа, болт заземления, смотровое окно, обеспечивающее обзор дисплея вторичного преобразователя, кабельный ввод для кабелей ультразвуковых датчиков с разрезными втулками из фторопласта, кабельный ввод для вторичного преобразователя, кабельный ввод для электрообогрева, кронштейн (штатив, трубу) для крепления вторичного преобразователя, система обогрева шкафа (нагревательный элемент с термостатом (внешний датчик температуры), клеммная коробка, взрывозащита системы обогрева не менее ExdIICT4, система обогрева должна обеспечивать температуру в шкафу (10 ± 5) °С в зимний период, в летний период должна автоматически отключать электрообогрев при температуре 15 °С). Предусмотреть возможность открывания шкафа с целью обслуживания вторичного преобразователя расходомера по месту установки без необходимости отключения электропитания. Шкаф должен иметь бирку с номером технологической позиции.
- Комплект кабельных вводов и заглушек из никелированной латуни. Кабельные ввода Exd, никелированная латунь, M20x1.5 или 1/2" NPT (в соответствии с резьбой на оборудовании), под бронированный кабель, тип брони ленточная

/сетчатая; заглушки из никелированной латуни на неиспользуемые кабельные вводы.

- Заводское программное обеспечение для расчета, конфигурирования, диагностики расходомера (на flash или CD-диске), адаптер с кабелем для подключения к ПК. Дополнительно на партию не менее 10 шт. промышленный конфигуратор, толщиномер.
- Комплект ЗИП. 1 пара датчиков с монтажными приспособлениями и 1 вторичный преобразователь на партию не менее 10шт. Прокладки – не менее 5 шт. каждого типа на 1 пару датчиков.

6.5.17 Предусмотреть включение в поставку услуги по шеф-монтажу оборудования.

6.5.18 Монтаж накладных ультразвуковых расходомеров, а также требования к прямым участкам для них приведены в ОТР.

6.5.19 При монтаже ультразвуковых расходомеров предусмотреть замену участка трубопровода с учетом прямых участков, на который будет монтироваться расходомер.

6.5.19.1 Особые требования к трубопроводу для монтажа ультразвуковых датчиков. Минимальная длина прямого участка указана в РКД. При монтаже на одном участке двух и более каналов необходимо предусмотреть дополнительные 600мм прямого участка для каждого канала (кроме первого). В исключительных случаях, по согласованию с заказчиком, допускается делать врезку в существующий прямой участок, в месте установки датчиков длиной не менее: $L_{пр} = n \cdot 600 + 100$, где n – суммарное количество каналов всех расходомеров на одном прямом участке.

6.5.19.2 Прямые участки в месте установки датчиков оборудуются площадками для обслуживания приборов.

6.5.19.3 Минимальное расстояние от поверхности трубы прямого участка, в месте установки датчиков, до технологического оборудования, стен, соседнего трубопровода (вместе с изоляцией), конца площадки и т.д. не менее 400 мм. Минимальное расстояние между поверхностями труб двух смежных прямых участков не менее 700 мм.

6.5.19.4 Для прямых участков применять трубы по ГОСТ 32528-2013 повышенной точности по внутреннему диаметру и толщине стенки, особое внимание обратить на требование ГОСТа пункт 4.7. *(Кривизна любого участка труб на 1 м длины не должна превышать: 1,5 мм - для*

труб толщиной стенки до 20,0 мм включительно; 2,0 мм - для труб толщиной стенки свыше 20,0 до 30,0 мм включительно; 4,0 мм – для труб толщиной стенки свыше 30,0 мм. Общая кривизна трубы не должна превышать 0,2% длины.). Не допускается применять трубы со следующими дефектами и повреждениями: следы и последствия разрушения металла от коррозии; задиры, трещины, прожоги, оплавления, царапины, раковины и т.д. глубиной более 0,2 мм; общие и местные деформации, вмятины, выпучены глубиной или высотой более 0,2 мм.

6.6 Электромагнитные расходомеры

6.6.1 Назначение. Применяются по отдельному согласованию с Заказчиком для измерения объемного расхода электропроводящих жидкостей (воды, серной кислоты). При выборе принципа измерения проектная организация производит предварительный расчет расходомера (например, с применением специализированного программного обеспечения) на предмет возможности его применения с учетом требования настоящих ТУ. Не применять в условиях сильных электромагнитных полей. При выборе данного принципа измерения обращать особое внимание на температуру измеряемой среды, которая, как правило, ограничена допустимой температурой футеровки расходомера (150 °С).

6.6.2 Электромагнитный расходомер состоит из первичного преобразователя (сенсора) и вторичного преобразователя. Преимущественно применяется интегрированный монтаж - вторичный преобразователь смонтирован непосредственно на сенсоре.

6.6.3 Допускаемые основные погрешности измерения:

- Объемный расход жидкости: не более $\pm 0,35$ % относительная.

6.6.4 Материальное исполнение и технологическое присоединение расходомера

- Тип технологического присоединения – фланцевое (заводское исполнение). Стандарт фланцевого присоединения – ГОСТ 33259-2015. По согласованию с Заказчиком допускаются аналоги по EN 1092-1, DIN 2526, ASME B 16.5.
- Материал сенсора (корпуса, других частей, контактирующих с рабочей средой и выдерживающих условия процесса) и материал технологического присоединения определяются проектной организацией. По умолчанию материал сенсора и материал

технологического присоединения – нержавеющая сталь. Для защиты катушки расходомера использовать футеровку PTFE или PFA. Другие материалы сенсора и футеровки применять только в обоснованных случаях при обязательном согласовании с Заказчиком. Запрещается применение разнородных материалов сенсора и технологического присоединения.

- Значение DN расходомера (номинальный диаметр присоединения (сенсора)) выбирается из ряда: DN15, DN25, DN40, DN50, DN80, DN100, DN150, DN200, DN250. Значение DN не может быть больше номинального диаметра трубопровода (DNтр), на который устанавливается расходомер. Дополнительно DN расходомера, предназначенного для измерения жидкости, не может быть меньше 0,5DNтр. В опросном листе на расходомер указываются возможные варианты DN, из которых участник закупочной процедуры выбирает единственный на основании результатов расчета при помощи заводского ПО и выполнения остальных требований ОЛ.
- Значение номинального давления PN сенсора и технологического присоединения определяется проектной организацией, но не менее PN16(только для серной кислоты), PN40.
- Рекомендуемое исполнение уплотнительной поверхности фланцев расходомера В (соединительный выступ).
- Тип и материал ответных фланцев, прокладок, крепежа определяется проектной организацией и указывается в ОЛ.

6.6.5 Выходные сигналы (вторичного преобразователя):

- Объемный / массовый расход: (4...20) mA + HART.
Версия HART: версия 7, по отдельному согласованию – не ниже версии 5.

6.6.6 Вторичный преобразователь.

- Материал: алюминий с антикоррозионным покрытием или нержавеющая сталь.
- Вид взрывозащиты – взрывонепроницаемая оболочка (d).
- Интеллектуальный (микропроцессорный) с развитыми функциями самодиагностики и диагностики технологического процесса (рекомендуемый стандарт NE107), интеграция в современные

менеджеры ресурсов КИП. Должна быть предусмотрена автоматическая непрерывная самодиагностика всех элементов расходомера (электронного преобразователя, сенсора), условий технологического процесса (неполное заполнение сенсора).

- Дисплей (с наличием русского языка) с функциями просмотра значений, данных диагностики, полнофункциональной настройки и диагностики.
- Питание: номинальное 24 В пост.т. $\pm 10\%$.

6.6.7 Комплект поставки: ответные фланцы, прокладки, крепеж, кабельные вводы, заглушки, для удаленного монтажа преобразователя – кабель, трубная стойка, монтажные аксессуары. Расходомеры должны поставляться с установленными на них ответными фланцами и крепежом. Прокладки должны быть прикреплены способом, исключающим их повреждение при транспортировке.

6.7 Ротаметры

6.7.1 Применять только в исключительных случаях (измерение особо малых расходов чистых газов) и только по согласованию с Заказчиком. Применение на загрязненных средах не допускается. Монтаж только на вертикальном восходящем потоке.

6.7.2 При необходимости ротаметры могут использоваться с выходным сигналом (4...20) мА и протоколом HART (питание от барьеров искрозащиты, не более 15 В при 20 мА). Схема подключения – двухпроводная.

6.7.3 Вид взрывозащиты – искробезопасная электрическая цепь (ia IIC).

6.7.4 Материальное исполнение и технологическое присоединение расходомера аналогично вихревым расходомерам. Применять ротаметры только с цельнометаллической проточной частью.

6.7.5 Комплект поставки: ответные фланцы, прокладки, крепеж, кабельные вводы, заглушки. Ротаметры должны поставляться с установленными на них ответными фланцами и крепежом. Прокладки должны быть прикреплены способом, исключающим их повреждение при транспортировке.

6.8 Сигнализаторы расхода газа

6.8.1 Назначение - сигнализация наличия расхода газа, в том числе газа на факел применяются в основном термодифференциальные сигнализаторы

расхода.

6.8.2 Значение и точность срабатывания указывается в ОП.

6.8.3 Сигнализатор должен иметь заводскую настройку срабатывания в соответствии с требованиями ОП.

6.8.4 Взрывозащита:

- Вид взрывозащиты: взрывонепроницаемая оболочка (d).
- Категория: не менее IIC.

6.8.5 Материальное исполнение и технологическое присоединение сигнализатора расхода

- Тип технологического присоединения – фланцевое (заводское исполнение). Стандарт фланцевого присоединения – ГОСТ 33259-2015. По согласованию с Заказчиком допускаются аналоги по EN 1092-1, DIN 2526, ASME B16.5.
- Материал частей, контактирующих с рабочей средой и выдерживающих условия процесса, и материал технологического присоединения определяются проектной организацией. По умолчанию – нержавеющая сталь. Другие материалы (стали, сплавы и т.п.) применять только в исключительных и обоснованных случаях при обязательном согласовании с Заказчиком. Запрещается применение разнородных материалов сенсора и технологического присоединения.
- Значение номинального давления сенсора и технологического присоединения PN определяется проектной организацией и выбирается из ряда: PN40, PN63, PN100, PN200, PN250.
- Возможные исполнения уплотнительной поверхности фланцев расходомера.
 - Для PN40: впадина (исп. F), паз (исп. D).
 - Для PN63: впадина (исп. F), паз (исп. D), под прокладку овального сечения (исп. J).
 - Для PN100 и выше: под прокладку овального сечения (исп. J).Для PN40 и PN63 выбор исполнения уплотнительной поверхности из возможных вариантов осуществляется участником закупочной процедуры.
- Тип и материал ответных фланцев, прокладок, крепежа определяется проектной организацией и указывается в опросном

листе.

6.8.6 Выходной сигнал: сухой контакт.

6.8.7 Схема подключения: четырехпроводная.

6.8.8 Материал блока электроники: алюминий с антикоррозионным покрытием или нержавеющая сталь.

6.8.9 Автоматическая непрерывная самодиагностика всех элементов прибора (электронного преобразователя, сенсора).

6.8.10 Светодиодная индикация неисправностей, индикация порога срабатывания и токового выхода для определения и контроля настройки порога срабатывания.

6.8.11 Монтаж термодифференциальных сигнализаторов расхода, а также требования к прямым участкам для них приведены в ОТР.

6.9 Ультразвуковые расходомеры для измерения массового расхода газа на факел

6.9.1 Для измерения (и учета) расхода газа на факел применяются врезные ультразвуковые одноканальные (преимущественно) массовые расходомеры. Расходомер-счетчик должен измерять объемный расход в рабочих условиях, объемный расход, приведенный к стандартным (нормальным) условиям, средний молекулярный вес, рассчитывать массовый расход.

6.9.2 Исполнение датчиков должно предусматривать осуществление монтажа/демонтажа датчиков из трубопровода без остановки технологического процесса при рабочем давлении.

6.9.3 Диапазон скорости потока газа от 0,03 м/с до 120 м/с. Допускаемая относительная погрешность измерения не более $\pm 2\%$ ($DN \leq 1500$), $\pm 5\%$ ($DN \geq 1500$).

6.9.4 Наличие датчиков температуры и давления для коррекции алгоритмов расчета измеряемого расхода.

6.9.5 Исполнение расходомера отдельное (длина соединительного кабеля до 300 м).

6.9.6 Монтаж блока электроники предусмотреть в помещении аппаратной, исполнение блока электроники не менее IP65.

6.9.7 Вид взрывозащиты датчиков – взрывонепроницаемая оболочка (d).

6.10 Термодифференциальные массовые расходомеры газа

6.10.1 Назначение. Предназначены для измерения массового расхода газов постоянного состава (без конденсации). Не использовать на средах с нестабильным составом. Основные применения: расход воздуха, азота и других газов постоянного состава (без конденсации) на трубопроводах Ду300 и более.

6.10.2 Допускаемые основные погрешности измерения:

- Массовый расход: не более $\pm 2\%$ относительная.

6.10.3 Технологическое присоединение: фланцевый монтаж (заводской) встраиваемый в трубопровод или погружной (преимущественно). При отдельном требовании для погружной модификации применить устройство для монтажа/демонтажа расходомера в рабочих условиях.

6.10.4 Выходные сигналы (вторичного преобразователя): • Массовый расход: (4...20) мА + HART.

Версия HART: версия 7, по отдельному согласованию – не ниже версии

5.

6.10.5 Вторичный преобразователь:

- Материал: алюминий с антикоррозионным покрытием или нержавеющая сталь.
- Вид взрывозащиты – взрывонепроницаемая оболочка (d).
- Интеллектуальный (микропроцессорный) с развитыми функциями самодиагностики и диагностики технологического процесса (рекомендуемый стандарт NE107), интеграция в современные менеджеры ресурсов КИП. Должна быть предусмотрена автоматическая непрерывная самодиагностика всех элементов расходомера.
- Дисплей с функциями просмотра значений, данных диагностики, полнофункциональной настройки и диагностики.
- Питание: номинальное 24 В пост.т. $\pm 10\%$.

6.10.6 Расходомер должен быть настроен на заводе-изготовителе в соответствии с требованиями ОЛ.

6.10.7 Комплект поставки: ответные фланцы, прокладки, крепеж, кабельные

вводы, заглушки, для удаленного монтажа преобразователя – кабель, трубная стойка, монтажные аксессуары, при необходимости – устройство для монтажа/демонтажа расходомера в рабочих условиях. Расходомеры должны поставляться с установленными на них ответными фланцами и крепежом. Прокладки должны быть прикреплены способом, исключающим их повреждение при транспортировке.

6.10.8 Требования к монтажу – ОТР.

6.11 Ультразвуковые расходомеры (фланцевые)

6.11.1 Назначение. Предназначены для измерения объемного расхода воды, масел, нефти, тяжелых шламов, гудронов с скоростью потока от 0,5 м/с до 20 м/с, подходят для измерения расхода на высоко температурно-нагруженных позициях до 470 °С. Применяются в основном для измерения объемного расхода на учетных позициях (FQR). При выборе принципа измерения проектная организация производит предварительный расчет ультразвукового расходомера (например, с применением специализированного программного обеспечения) на предмет возможности его применения с учетом требования настоящих ТУ.

6.11.2 Составные элементы. Ультразвуковой расходомер состоит из первичного преобразователя (фланцевой катушки с УЗ датчиками) и вторичного преобразователя. Преимущественно применяется интегрированный монтаж – вторичный преобразователь смонтирован непосредственно на сенсоре. По согласованию с Заказчиком возможно применение удаленного монтажа сенсора. В этом случае расходомер комплектуется дополнительным бронированным кабелем для связи сенсора и вторичного преобразователя, трубной стойкой для монтажа вторичного преобразователя и монтажными аксессуарами.

6.11.3 Допускаемые основные погрешности измерения: объемный расход жидкости: не более ± 1 %, при двухканальном и более исполнении не более $\pm 0,5$ %.

6.11.4 Вид взрывозащиты: сенсор: искробезопасная электрическая цепь (ia), вторичный преобразователь: взрывонепроницаемая оболочка (d), при необходимости выходной сигнал является искробезопасным.

6.11.5 Материальное исполнение: материал сенсора (корпуса, других частей, контактирующих с рабочей средой и выдерживающих условия

процесса) и материал технологического присоединения по умолчанию – нержавеющая сталь. Другие материалы (стали, сплавы и т.п.) применять только в исключительных и обоснованных случаях при обязательном согласовании с Заказчиком. Запрещается применение разнородных материалов сенсора и технологического присоединения. Тип, характеристики ответных фланцев, прокладок, крепежа определяются проектной организацией и указываются в опросном листе.

6.11.6 Технологические присоединения: тип технологического присоединения – фланцевое (заводское исполнение). Стандарт фланцевого присоединения – ГОСТ 33259-2015. По согласованию с Заказчиком допускаются аналоги по EN 1092-1, DIN 2526, ASME B 16.5.

Значение DN расходомера (номинальный диаметр присоединения (сенсора)) выбирается из ряда: DN15, DN25, DN40, DN50, DN80, DN100, DN150, DN200, DN250. Значение DN не может быть больше номинального диаметра трубопровода ($DN_{тр}$), на который устанавливается расходомер. Дополнительно DN расходомера, предназначенного для измерения расхода жидкости, не может быть меньше $0,5DN_{тр}$. В опросном листе на расходомер указываются возможные варианты DN, из которых участник закупочной процедуры выбирает единственный на основании результатов расчета при помощи заводского ПО и выполнения требований ОЛ.

Значение номинального давления сенсора и технологического присоединения PN определяется проектной организацией и выбирается из ряда: PN40, PN63, PN100, PN200, PN250.

Возможные исполнения уплотнительной поверхности фланцев расходомера.

Для PN40: впадина (исп. F), паз (исп. D).

Для PN63: впадина (исп. F), паз (исп. D), под прокладку овального сечения (исп. J).

Для PN100 и выше: под прокладку овального сечения (исп. J).

Для PN40 и PN63 выбор исполнения уплотнительной поверхности из возможных вариантов осуществляется проектной организацией.

Дополнительные обязательные условия эксплуатации при использовании на рабочей среде «тяжелые» нефтепродукты: пропарка 2000 С.

6.11.7 Выходные сигналы (вторичного преобразователя): объемный расход: (4...20) мА + HART. Обязательно наличие возможности вывода по HART (первичная переменная). Выходной сигнал может быть активным (питание цепи от расходомера) или пассивным (питание от системы управления). Потенциал выходного сигнала расходомера (активный или пассивный) указывает участник закупочной процедуры.

Версия HART: версия 7.

6.11.8 Вторичный преобразователь. Материал: алюминий с антикоррозионным покрытием или нержавеющая сталь. Интеллектуальный (микропроцессорный) с развитыми функциями самодиагностики и диагностики технологического процесса (рекомендуемый стандарт NE107), интеграция в современные менеджеры ресурсов КИП. Должна быть предусмотрена автоматическая непрерывная самодиагностика всех элементов расходомера (электронного преобразователя, сенсора), условий технологического процесса (однородность среды, неполное заполнение сенсора).

Дисплей (с наличием русского языка) с функциями просмотра значений, данных диагностики, полнофункциональной настройки и диагностики.

Схема электрического подключения – четырехпроводная (2 провода – питание, 2 провода - выходной сигнал).

Питание: 24 В ± 10 % постоянного тока, рекомендуемый потребляемый ток: не более 1А.

- Комплект поставки:

Ответные фланцы, прокладки, крепеж, кабельные вводы, заглушки, для удаленного монтажа преобразователя – кабель, трубная стойка, монтажные аксессуары. Расходомеры должны поставляться с установленными на них ответными фланцами и крепежом. Прокладки должны быть прикреплены способом, исключающим их повреждение при транспортировке.

- Монтаж ультразвуковых расходомеров – в соответствии с ОТР.

7 Измерение и контроль уровня

7.1 Принципы измерения и контроля уровня

7.1.1 Для измерения уровня применяются радарные, буйковые, емкостные, магнитострикционные, гидростатические, магнитные уровнемеры, погружные зонды глубины. В целом необходимо избегать применения на дублирующих позициях уровнемеров с разным принципом измерения.

7.1.2 Все уровнемеры должны быть интеллектуальными (микропроцессорными) с развитыми функциями диагностики (рекомендуемый стандарт Namur NE107).

7.1.3 Выходной сигнал (4...20) мА+HART (версия 7).

7.1.4 Взрывозащита: Ex ia IIC.

7.1.5 Уровнемеры должны иметь настраиваемое время демпфирования.

7.1.6 Для сигнализации уровня применяются вибрационные, ультразвуковые, термо- дифференциальные, поплавковые (в исключительных случаях) контакторы уровня.

7.1.7 Назначенный срок службы для приборов измерения уровня должен составлять не менее 15 лет.

7.1.8 Уровнемеры должны поставляться с установленными на них ответными фланцами и крепежом. Прокладки должны быть прикреплены способом, исключающим их повреждение при транспортировке.

7.2 Радарные уровнемеры (дополнительные требования)

7.2.1 Уровнемеры типа рефлекс-радар – основной метод измерения уровня. Рефлекс- радарные уровнемеры применяются для измерения уровня воды, нефтепродуктов, технических жидкостей, газового конденсата, за исключением:

- измерения уровня раздела фаз «жидкость-жидкость»;
- измерение уровня вязких жидкостей (уточняется в конкретном техническом задании);
- измерения уровня газового конденсата в приемных газовых сепараторах;

- измерения уровня в аппаратах (емкостях), в которых по технологическим особенностям возможно расслоение измеряемой среды;
- возможность применения на кипящих продуктах указывается в конкретном техническом задании; при проектировании отборов измерения уровня, обеспечить место подачи водяного пара выше верхнего отбора уровнемерной колонки.

7.2.2 Уровнемеры должны монтироваться на выносных колонках, для заглубленных емкостей – в направляющих цельнотянутых металлических трубах. При монтаже дублированных приборов для каждого прибора предусмотреть отдельные штуцеры. Монтаж рефлекс-радарного уровнемера отражен в ОТР.

7.2.3 Уровнемеры должны быть только заводского фланцевого исполнения DN80. Применение для дублирующих позиций колонок разного диаметра, а также разных присоединительных фланцев не допускается. При рабочей температуре измеряемой среды более 250 °С номинальный диаметр фланца уровнемера, номинальный диаметр присоединительного фланца и номинальный диаметр измерительной колонки должны быть одинаковыми DN80, чтобы обеспечить определенное состояние металлического центрирующего диска относительно стенки колонки.

7.2.4 Уровнемерная колонка д.б. постоянного диаметра DN80. Для измерения сред с температурой до +200 °С на существующих позициях допускается применение сужение существующей уровнемерной колонки Ду100 до монтажного фланца DN80.

7.2.5 Уровнемеры должны иметь стержневой зонд из нержавеющей стали. При длине зонда более 2000 м зонд должен быть составным из частей по 2 м. В отдельных случаях допускается (по отдельному согласованию с заказчиком) применение тросового зонда. Зонд должен центрироваться в уровнемерной колонке, быть съемным (отсоединяться от фланца) и иметь возможность укорачивания. При температуре измеряемой среды до +250 °С центрирующее устройство д.б. из непроводящего материала (PEEK или PTFE), монтироваться при необходимости в любой части зонда. При температуре измеряемой среды более 250 °С центрирующее устройство

- м.б. из непроводящего материала (керамика) или из нержавеющей стали.
- 7.2.6В опросном листе на рефлекс-радарный уровнемер необходимо указать четко определенную длину зонда, равную расстоянию от уплотнительной поверхности монтажного фланца до нижнего отбора (0 %) плюс 100 мм. Касание зонда дна колонки не допускается.
- 7.2.7В опросном листе на рефлекс-радарный уровнемер необходимо указать наличие пены, кипения, запыленность, возможность появления подтоварной воды, расслоение продукта. Обязательно указание полное наименование измеряемого продукта, включая примеси, диэлектрическую постоянную (ϵ_k) измеряемой среды при рабочих условиях.
- 7.2.8Рефлекс-радарный уровнемер должен иметь возможность автоматизированной программной компенсации ложных эхо-помех.
- 7.2.9Прибор должен иметь встроенный модуль памяти для хранения данных (параметры настройки, измеренные значения, эхо-кривые).
- 7.2.10 Рефлекс-радарный уровнемер должен иметь два режима измерения: основной режим – измерение уровня по времени прохождения сигнала от поверхности продукта (TOF) и вспомогательный режим – измерения уровня по сигналу конца зонда (EOP). Рефлекс-радарный уровнемер должен иметь функцию автоматического и ручного переключения между этими режимами.
- 7.2.11 При работе на углеводородах датчик должен иметь дополнительный газонепроницаемый ввод.
- 7.2.12 Прибор должен иметь фланцы преимущественно из нержавеющей стали.
- 7.2.13 Прибор должен иметь основную погрешность измерения уровня не более ± 3 мм.
- 7.2.14 Прибор должен иметь диагностику состояния зонда, а также поддерживать диагностику по стандарту Namur NE107. Иметь возможность длительного хранения параметров состояния прибора (в энергонезависимой памяти), диагностических сообщений и ошибок. Уровнемер должен вести и хранить протокол событий (ошибки измерения, диагностические сообщения, отключение питания и т.д.) с привязкой ко времени.
- 7.2.15 Для измерения уровня в котлах или в других аппаратах (емкостях), в которых возможно присутствие насыщенного водяного пара, в уровнемере

должна быть предусмотрена возможность автоматической корректировки ρ_k верхнего продукта (при рабочей температуре измеряемого продукта выше 150 °С).

7.2.16 Для измерения уровня продукта в резервуарных парках с диапазоном более 4 м, в особенности агрессивных сред (либо на продуктах, склонных к налипанию, например, жидкая сера) могут применяться бесконтактные радарные уровнемеры с рупорной или стержневой антенной. Возможность и особенности их применения указывается в конкретном техническом задании.

7.2.17 Материал уплотнения сенсора радарного уровнемера должен обладать необходимой химической стойкостью к измеряемому продукту (с учетом рабочего давления, температуры и других особенностей процесса).

7.3 Буйковые уровнемеры (дополнительные требования)

7.3.1 Буйковые уровнемеры применяются для измерения уровня раздела фаз – «нефтепродукт – вода» в технологических емкостях, электродегидраторах, для измерения уровня газового конденсата в приемных сепараторах, а также в аппаратах (емкостях), в которых по технологии возможно расслаивание измеряемой среды. В отдельных случаях могут применяться для измерения уровня нефтепродуктов в технологических аппаратах, если это указано в конкретном техническом задании.

7.3.2 Уровнемеры должны монтироваться на выносных колонках. При монтаже дублированных приборов для каждого прибора предусмотреть отдельные штуцеры. Монтаж буйкового уровнемера отражен в ОТР.

7.3.3 Уровнемеры должны быть только фланцевого исполнения DN80. Буйковые уровнемеры изготавливаются из нержавеющей и углеродистой стали, торсионные трубки – из нержавеющей стали, инконеля, подвес – из нержавеющей стали.

7.3.4 В опросном листе на буйковый уровнемер, предназначенный для измерения уровня, указывается также наименование и **рабочая плотность верхней среды (газа)**.

7.3.5 В опросном листе необходимо применить длины буйков из стандартного ряда: 250; 400; 600; 800; 1000; 1600; 2000; 2500; 3000; 4000; 6000; 8000; 10000 мм.

- 7.3.6 Ограничения по диаметру буйка определяются проектной организацией и указываются в ОП. Необходимо обеспечить беспрепятственный монтаж буйка в уровнемерную колонку с учетом DN фланца (DN80) и диаметра колонки (DN100), предотвратить нарушение перемещения буйка в колонке.
- 7.3.7 Допускаемая основная приведенная погрешность измерения: не более $\pm 1\%$.
- 7.3.8 В буйковом уровнемере должна быть предусмотрена возможность уменьшения длины подвеса без применения сварки.
- 7.3.9 В буйковом уровнемере должна быть предусмотрена возможность программной корректировки плотности измеряемой среды без дополнительной калибровки.
- 7.3.10 В буйковом уровнемере должна быть предусмотрена возможность перенастройки на другой диапазон измерения (другой боек), иные параметры измеряемой среды.

7.4 Магнитострикционные уровнемеры

- 7.4.1 Применяются в парковом хозяйстве для измерения уровня раздела фаз в дренажных емкостях, в которых отсутствует четкий раздел фаз (разность плотностей не менее 110 кг/м^3). Применять (по согласованию с Заказчиком) в парковом хозяйстве для измерения общего уровня и уровня раздела фаз одним прибором, если разность плотностей верхнего и нижнего продуктов не менее 110 кг/м^3 . Материал поплавка должен обладать химической стойкостью к измеряемому продукту.

7.5 Емкостные уровнемеры

- 7.5.1 Применяются для измерения уровня раздела фаз нефть-соленая вода в электродегидраторах.
- 7.5.2 Монтируются в уровнемерные колонки согласно ОТР. При этом в зависимости от конструкции электродегидратора для четкого измерения уровня раздела фаз применяется 3-5 отборов для каждой уровнемерной колонки.
- 7.5.3 Емкостные уровнемеры могут применяться для измерения уровня на стояках налива нефтепродуктов. Обычно входят в комплексную поставку стояков налива. Должны комплектоваться средством механической

защиты (трубой).

7.6 Гидростатические уровнемеры

7.6.1 Применяются преимущественно для измерения уровня (веса) в резервуарах нефтепродуктами.

7.6.2 Предусмотреть применение промывочного кольца с штуцером для прокачки (промывки), шаровой кран для прокачки с заглушкой. При необходимости шаровой кран комплектуется удлинителем для обеспечения работы крана при собранном фланцевом соединении.

7.6.3 Монтаж согласно ОТР.

7.7 Магнитные указатели уровня

7.7.1 Монтаж указателей уровня согласно ОТР.

7.7.2 Для магнитных указателей уровня LG (уровнемеров) применить фланцевый тип присоединения, фланцы прибора изготавливаются производителем уровнемера, поставляются не приваренными, привариваются по месту установки. Ответные фланцы, прокладки и крепеж заказываются в части ТМ. Приварка фланца уровнемера осмечивается в части ТМ.

7.7.3 Если для магнитного указателя уровня требуется выходной сигнал (4...20) мА+HART, то в качестве уровнемера применяется встроенный рефлекс-радарный уровнемер. Преобразователи на основе герконовой линейки (потенциометры) не применять.

7.8 Сигнализаторы уровня

7.8.1 Основной метод сигнализации уровня в технологических аппаратах, емкостях, БТУ, резервуарных парках, трубопроводах (для защиты насосов от «сухого хода») – вибрационный.

7.8.2 Для сигнализации уровня продукта с температурой до +250 °С и плотностью ≥ 500 кг/м³ применяются вибрационные контакторы уровня с выходным сигналом Namur EN50227, вид взрывозащиты «искробезопасная цепь».

7.8.3 При монтаже сигнализаторов на резервуар (ОТР) применяется

присоединение внешняя резьба 1" NPT, на бачок торцевого уплотнения (ОТР) – внешняя резьба 3/4" NPT, в остальных случаях применяется фланцевое присоединение по ГОСТ 33259 DN50 с уплотнительной поверхностью E (выступ) для PN40, PN63; J (под металлическую прокладку овального сечения) – для PN100 и более.

7.8.4В опросном листе на вибрационный сигнализатор уровня обязательно указывается следующая информация: наименование продукта, плотность продукта при рабочих условиях, вязкость продукта при рабочих условиях.

7.8.5 Дополнительные требования к техническим характеристикам:

- прибор должен иметь дополнительный газонепроницаемый ввод (за исключением бачков торцевого уплотнения насосов и применений на воде);
- прибор должен иметь функцию самодиагностики повреждения вилки;
- прибор должен иметь функцию самодиагностики блока электроники;
- прибор должен иметь настройку чувствительности в зависимости от плотности среды;
- прибор должен иметь переключатели на режим работы: обнаружение среды или обнаружение отсутствия среды;
- прибор должен иметь индикаторы питания, состояния переключения и неисправностей;
- воспроизводимость срабатывания контактора уровня не хуже $\pm 3\text{мм}$;
- контакторы уровня должны иметь коррекцию изменения массы вилки вследствие отложений или влияния коррозии.

7.8.6 Для сигнализации уровня продукта с температурой выше $+250\text{ }^{\circ}\text{C}$ применяются вибрационные или ультразвуковые сигнализаторы уровня со взрывозащитой Exi или Exd. В исключительных случаях по отдельному согласованию с Заказчиком допускается применение термодифференциальных сигнализаторов уровня со взрывозащитой Exd, при этом термодифференциальные сигнализаторы должны быть настроены на заводе на рабочую среду в соответствии с ОЛ. Присоединение сигнализаторов уровня фланцевое (применение съемных фланцевых конструкций не допускается). По отдельному согласованию с

Заказчиком допускается применение емкостных сигнализаторов уровня.

8 Измерение и контроль температуры

8.1 Общие требования к датчикам температуры

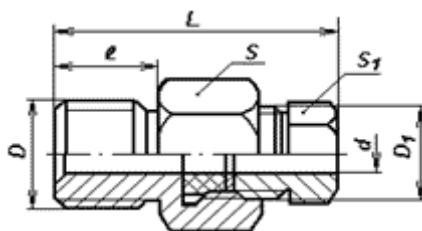
- Для измерения температуры применяются: термопары, термометры сопротивления, пирометры (в исключительных случаях), местные термометры.
- Монтаж средств измерения температуры производится в соответствии с ОТР.
- В комплект поставки датчика температуры должны входить: прокладка для уплотнения датчика температуры в гильзе (из отожженной меди), прокладка для уплотнения резьбовой гильзы к процессу (из отожженной меди), для фланцевой гильзы КМЧ и фланцевая прокладка из материала в зависимости от условий применения: терморасширенного графита (ПУТГ), спирально-навитые (СНП), либо прокладка овального сечения для исполнения J по ГОСТ 33259- 2015.
- Взрывозащита датчиков температуры – искробезопасная электрическая цепь (ExiaIICT3).
- Длины датчиков температуры и защитных гильз должны выбираться таким образом, чтобы конец гильзы располагался во второй трети диаметра трубопровода. Длины термопреобразователей и защитных гильз выбирать из следующего ряда: 80; 100; 120; 160; 200; 250; 320; 400; 500; 630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000 мм. В случае, когда длина защитной гильзы и термопары должна быть больше 2000 мм, она указывается конкретно в соответствии с РКД на технологическое оборудование.
- Датчики температуры должны иметь преимущественно откидную крышку соединительной головки. Материал соединительной головки – алюминиевый сплав (силумин).
- Назначенный срок службы датчиков температуры должен составлять не менее 5 лет.
- На датчиках температуры (кроме биметаллических термометров) должна быть нанесена следующая маркировка: тип (модель оборудования), заводской (серийный) номер, маркировка взрывозащиты в соответствии с ЕАС, параметры искробезопасной цепи, IP,

градуировка, шкала (диапазон измерения), погружная длина, год изготовления, завод-изготовитель. Маркировка должна быть выполнена на заводе-изготовителе на металлизированной пленке, жестко прикрепленной к оборудованию, маркировка должна быть нанесена штамповкой, гравировкой или травлением, высота букв не менее 3мм. Маркировка должна сохраняться на протяжении всего срока эксплуатации оборудования.

- На шкале биметаллического термометра должна быть нанесена следующая маркировка: тип (модель оборудования), заводской (серийный) номер, IP, шкала (диапазон измерения), завод-изготовитель, страна производства, год изготовления, класс точности.
- В одном проекте применяются не более четырех разных шкал преобразования температуры. Минимальный размах шкалы: 100 °С. Типовой ряд шкал:
(-50...150) °С (в основном СБТУ и температура подшипников насосов), - (50..200) °С, (-50...400) °С, (-50...1200) °С.
- В опросных листах на датчики температуры, встраиваемые в трубопроводы, указать скорости потоков, наличие твердых веществ (абразива), агрессивной среды.
- Кабельный ввод для датчиков температуры должен быть из никелированной латуни с возможностью обжимки овального кабеля ПТВВГЭ ХА 2х1.5 с переходом на металлорукав МПГ 20.
- Датчики температуры и защитные гильзы поставляются с паспортом. Обязательные разделы паспорта: тип устройства (полная модель с расшифровкой кода заказа), серийный номер, дата выпуска, завод-изготовитель, страна производства, маркировка взрывозащиты ЕАС, тип присоединения к процессу, условия применения (давление и температура), длина погружная, градуировка, межповерочный интервал, отметка и дата первичной поверки (или свидетельство), исполнение, материал защитной арматуры, методика поверки, номер в ГРСИ, климатическое исполнение, IP, шифр позиции, соответствие Nасе, назначенный срок службы, разделы, предусмотренные ГОСТ 2.610-2006, гарантийный срок, подпись (с расшифровкой, должность) и печать производителя (официального представителя производителя в РФ).
- Измерение температур подшипников насосов выполняется термометром сопротивления следующего конструктива:

- монтажная длина – 100 мм, предусмотреть возможность изгиба монтажной части по длине;
- градуировка – Pt100;
- класс допуска по ГОСТ 6651-2009 – АА;
- наружный диаметр – 5 мм;
- материал оболочки – нержавеющая сталь;
- длина удлинительного провода – не менее 3000 мм;
- свободные концы для подключения к коробке 50 мм;
- вид взрывозащиты – Ехi.

В комплекте с термометром сопротивления идет передвижной штуцер с монтажной резьбой М16х1,5 под применение датчика с диаметром рабочей области 5 мм.



Данные требования должны быть отражены в технических формулярах на насосы.

Исполнение датчиков должно обеспечивать надежную защиту от пыли и влаги, а также корпус датчика и узел его крепления должны обладать достаточной механической прочностью при случайных воздействиях. Необходимо обеспечить надежную механическую защиту подвода соединительных проводов к датчику.

- Измерение температур подшипников и температур обмоток статора электродвигателей:
 - Двигатели мощностью более 7,5 кВт должны быть укомплектованы датчиками температуры подшипников типа Pt100 в 3-х проводном исполнении – один датчик на каждый подшипниковый узел.
 - Измерение температур обмоток статора электродвигателей с $U_{ном.}=6кВ$ комплектуются датчиками температуры Pt100 в 3-х проводном исполнении, выводы которых располагаются в клеммной коробке.
 - Измерение температур обмоток статора электродвигателей с $U_{ном.}=0,4кВ$ комплектуются датчиками температуры типа РТС – три датчика соединенных последовательно, выводы которых располагаются в клеммной коробке.

8.2 Термоэлектрические преобразователи (термопары)

- Для измерения температуры применяются термопары с гильзами

градуировки хромель-алюмель (тип ХА по ГОСТ Р 8.585-2001), класс точности 1, с изолированным рабочим спаем.

- Линеаризация сигнала и компенсация температуры холодного спая осуществляется в барьере искрозащиты или системе удаленного ввода-вывода.
- Подключение к защитной гильзе: подвижный штуцер из нерж. стали М20х1,5 наруж.
- Для контроля температуры поверхности технологических аппаратов применяются поверхностные термопары. Конструкция поверхностных термопар должна обеспечивать надежный контакт чувствительного элемента и контролируемой поверхностью. Присоединение поверхностных термопар к стенкам технологических аппаратов должно соответствовать типу присоединения, указанному в РКД на аппарат.
- На многозонные термопары прикладывается детальный чертеж аппарата, в котором будет смонтирована термопара. В ОЛ на многозонные термопары указывается: количество зон контроля температуры, длины зон, материал уплотнения термопар в монтажном фланце, параметры монтажного фланца и соединительной коробки.

8.3 Термометры сопротивления

- Для измерения температуры в СБТУ применяется термометры сопротивления Pt100, схема подключения 4-х проводная. Присоединение гильзы к процессу – подвижный штуцер из нерж. стали М20х1,5 наруж. Шкала преобразования:
(-50...100) °С.
- Термометры сопротивления применяются преимущественно для измерения температур подшипников насосов, температуры обмоток статора электродвигателей, температур затворной жидкости в СБТУ.
- Измерение температур подшипников насосов, если иное не будет предложено поставщиком насосов - виброустойчивые термометры сопротивления градуировки Pt100 (Альфа = 0,00385 °С⁻¹ по ГОСТ 6651-2009), присоединение М8х1, длина чувствительного элемента 20мм, без прижимной пружины, без соединительной головки, в защитном чехле d5, с длиной соединительного провода не менее 3150 мм в комплекте с

передвижным штуцером. Данное требование должно быть отражено в технических формулярах на насосы. Исполнение датчиков должно обеспечивать надежную защиту от пыли и влаги, а также корпус датчика и узел его крепления должны обладать достаточной механической прочностью при случайных воздействиях. Необходимо обеспечить надежную механическую защиту подвода соединительных проводов к датчику.

8.4 Биметаллические термометры

- В качестве местных термометров применить биметаллические термометры с вращающимся индикатором. Присоединение местных термометров - подвижный штуцер из нерж. стали М20х1,5 наруж. Гильзы для показывающих термометров аналогичны гильзам идущими в комплекте с датчиками температуры.
- Класс точности у биметаллических термометров должен быть не хуже, чем 1,5.

8.5 Защитные гильзы для датчиков температуры

- Датчики температуры применяются в комплекте с защитными гильзами. Присоединение преобразователей температуры к защитным гильзам – резьбовое М20х1.5 под прокладку из отоженной меди.
- На защитные гильзы обязательно предоставление сертификата (декларации) соответствия ТР ТС 032/2013. Материал должен обладать необходимой физической и химической стойкостью к измеряемому продукту (в соответствии с условиями эксплуатации, указанными в ОЛ).⁷⁸
- Преимущественно применять цельноточенные гильзы.
- Применение защитного покрытия для защитных гильз должно быть согласовано с Заказчиком).
- Фланцевые защитные гильзы должны поставляться с установленными на них ответными фланцами и крепежом. Прокладки должны быть прикреплены способом, исключающим их повреждение при транспортировке.
- На защитных гильзах должна быть нанесена следующая маркировка: тип, серийный номер, монтажная длина, указано присоединение к процессу (резьба, либо маркировка монтажного фланца по ГОСТ 33259-

2015).

- Гильзы должны преимущественно комплектоваться заглушкой из нержавеющей стали, закреплённой на корпусе гильзы цепочкой. Назначение заглушки – герметизация посадочного места датчика температуры в защитной гильзе при демонтаже датчика.

8.6 Измерительные преобразователи, монтируемые в соединительной головке первичного датчика температуры

- Применяются в случае обоснованной необходимости преобразования и линеаризации сигнала первичного датчика температуры в унифицированный сигнал (4...20) мА по месту контроля температуры (только по особому требованию Заказчика).
- Выходной сигнал 4...20мА (искробезопасный Exi) + HART (ver.7, ver.5), 2-х проводная схема подключения.
- Напряжение питания – номинальное 24 В пост. тока.
- Монтируются в соединительную головку первичного датчика температуры. Должны иметь подпружиненные винты крепления.
- Размер преобразователя сигнала температуры в унифицированный сигнал (диаметр, высота) 44x20,2 мм.
- Взрывозащита – искробезопасная электрическая цепь (ExiaIICT3).
- Предел допускаемой приведенной основной погрешности: не более $\pm 1\%$
- Преобразователь должен иметь возможность перенастройки диапазона измерения, типа входного сигнала (термопара, термометр сопротивления) и градуировки (в соответствии с ГОСТ 6651-2009 и ГОСТ Р 8.585-2001). Настройка производится посредством HART-коммуникатора, либо HART- модема с специализированным программным обеспечением (поставляется совместно с партией преобразователей).
- Степень защиты от влаги и пыли преобразователей: не менее IP65 по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013).
- Преобразователи должны иметь устойчивость к электромагнитным помехам (электромагнитную совместимость) в соответствии с требованиями TP TC 020/2011 (наличие сертификата / декларации обязательно), а также рекомендациями NAMUR NE21.
- Преобразователь должен иметь светодиодный индикатор наличия

питания.

- Назначенный срок службы преобразователя – не менее 10 лет.
- На преобразователе должна быть нанесена маркировка: тип (модель оборудования), заводской (серийный) номер, маркировка взрывозащиты в соответствии с ЕАС, параметры искробезопасной цепи, IP, градуировка, шкала (диапазон измерения), год изготовления, завод-изготовитель, страна производства.
- Преобразователи поставляются в комплекте с техническим паспортом. Обязательные разделы паспорта: тип устройства (полная модель с расшифровкой кода заказа), серийный номер, дата выпуска, завод-изготовитель, страна производства, маркировка взрывозащиты ЕАС, градуировка, межповерочный интервал, отметка и дата первичной поверки (или свидетельство), методика поверки, номер в ГРСИ, климатическое исполнение, IP, шифр позиции, назначенный срок службы, разделы, предусмотренные ГОСТ 2.610-2006, гарантийный срок, подпись (с расшифровкой, должность) и печать производителя (официального представителя производителя в РФ).

9 Контроль пламени

- 9.1 Метод контроля пламени: оптический.
- 9.2 Датчики контроля пламени должны быть интеллектуальными (микропроцессорными) с развитыми функциями диагностики.
- 9.3 Сенсор полупроводниковый. Рекомендуемый сенсор: двойной (ультрафиолетовый + инфракрасный).
- 9.4 Вид и характеристики взрывозащиты: в соответствии с характеристиками взрывоопасной зоны. Рекомендуемый вид взрывозащиты: хпА, Exd.
- 9.5 Степень защиты от влаги и пыли: не менее IP65.
- 9.6 Температурный диапазон эксплуатации: от -40 до +60°C (с учетом нагрева отпечи).
- 9.7 Напряжение питания: 24 В пост.т. $\pm 10\%$.
- 9.8 Выходные сигналы: Наличие пламени: "сухой контакт", наличие неисправности: "сухой контакт", интенсивность пламени: 4-20мА, по отдельному требованию – цифровой выход HART (Modbus).
- 9.9 Корпус электронного блока прибора: алюминий с покрытием или нержавеющая сталь.
- 9.10 Датчик должен быть устойчив к промышленной вибрации (20...200) Гц. Рекомендуемая группа исполнения: N1 по ГОСТ Р 52931.
- 9.11 Надежность и безопасность: Соответствие уровню функциональной безопасности не ниже SIL2 (ГОСТ Р МЭК 61508 и ГОСТ Р МЭК 61511).
- 9.12 Назначенный срок службы не менее 15 лет.
- 9.13 Устойчивое обнаружение наличия/отсутствия пламени, отсутствие ложных срабатываний при горении топлива указанного состава, а также при горении чистого водорода.
- 9.14 Датчик должен реагировать только на контролируемое пламя. Не должен реагировать на фоновое излучение соседних горелок, стенок топки, солнечный свет, излучения посторонних источников.
- 9.15 Диапазон времени реакции выходного сигнала на погасание пламени настраиваемое (не менее от 1 с до 4 с).
- 9.16 Диапазон времени реакции выходного сигнала на появление пламени настраиваемое (не менее от 1 с до 4 с).
- 9.17 Датчик должен иметь самодиагностику основных элементов, влияющих на его работоспособность. При обнаружении неисправности формировать выходной сигнал неисправности в систему и выводить сообщение на

дисплей.

- 9.18 Датчик должен иметь электронную защиту доступа при помощи пароля или кода.
- 9.19 Функциональность. Датчик должен иметь встроенный дисплей с функциями: индикация наличия/отсутствия пламени, индикация интенсивности пламени, индикация наличия неисправностей.
- 9.20 Датчик должен иметь возможность производить электронную настройку чувствительности (коэффициентов усиления), частоты мерцания пламени, порога срабатывания выходного сигнала на погасание и появление пламени, времени задержки выходного сигнала на погасание и появление пламени.
- 9.21 Датчик должен иметь функцию автоматической и ручной настройки на пламя, компенсации фоновых излучений.

10 Аналитическое оборудование

10.1 Датчики загазованности

10.1.1 На датчики загазованности выпускается опросный лист/листы.

10.1.2 Предпочтительные типы сигнализаторов для формирования требований ОЛ:

10.1.2.1 **Пары углеводородов / взрывоопасные газы.** Датчик детекции горючих газов, НКПР (0-100% LEL) инфракрасной оптической технологии с методикой поверки по пропану в комплекте с соединительной коробкой, сенсором, защитой от влияния ветра, попадания капель и пыли, калибровочной насадкой и калибровочным магнитом (1 шт. на 10 приборов), выходным активным сигналом (4...20) мА (трехпроводная схема с общим минусом, HART- протокол), кабельным вводом, свидетельством о первичной поверке, комплектом для монтажа для каждого датчика, шильдиком из нержавеющей стали с указанием номера позиции прибора. Периодическая поверка датчиков в диапазоне 0-100% НКПР согласно методики поверки должна проводиться не более чем по трем ПГС.

10.1.2.2 **Водород.** Датчик детекции горючих газов, НКПР (0...100 % LEL) каталитической технологии в комплекте с соединительной коробкой, сенсором (запасным сенсором из расчета 1 шт. на 10 приборов), защитой от влияния ветра, попадания капель и пыли, калибровочной насадкой и калибровочным магнитом (1 шт. на 10 приборов), выходным активным сигналом (4...20) мА (трехпроводная схема с общим минусом, HART-протокол), кабельным вводом, свидетельством о первичной поверке, комплектом для монтажа для каждого датчика, шильдиком из нержавеющей стали с указанием номера позиции прибора.

Сероводород (ПДК). Датчик детекции токсичных газов, ПДК (диапазон измерения 0- 30* мг/м³, измеряемое и сигнализируемое значение 10 мг/м³) электрохимической технологии в комплекте: с соединительной коробкой, сенсором (запасным сенсором из расчета 1 шт. на 10 приборов), защитой от влияния ветра, попадания капель и пыли, калибровочной насадкой и калибровочным магнитом (1 шт. на 10 приборов), выходным активным

сигналом (4...20) мА (трехпроводная схема с общим минусом, HART-протокол), кабельным вводом, свидетельством о первичной поверке, комплектом для монтажа для каждого датчика, шильдиком из нержавеющей стали с указанием номера позиции прибора.

- * - максимальное значение диапазона измерения не должно превышать значение (0...30) мг/м³ ((0...21,2) ppm), указывается в проектной документации по результатам закупки детекторов, допускается применение единиц измерения «ppm» (коэффициент пересчета по H₂S: 1ppm*1,42=1 мг/м³).

10.1.3 Приборы, входящие в систему ПАЗ, должны иметь действующий сертификат не ниже SIL2 по ГОСТ Р МЭК 61508 и ГОСТ Р МЭК 61511 (IEC 61508/IEC 61511-1), действующий на момент ввода в эксплуатацию, свидетельство о первичной поверке.

10.1.4 Межповерочный интервал для средств измерений должен быть не менее 2 лет (для датчиков с оптическим принципом измерения), 1 года (для датчиков с термokatалитическим и электрохимическим принципами измерений).

10.1.5 Назначенный срок службы не менее 12 лет для датчиков НКПР, 10 лет для датчиков НКПР по водороду, ПДК по сероводороду (при условиях эксплуатации, указанных в ОЛ).

10.1.6 Блок электроники должен быть выполнен из нержавеющей стали/алюминиевых сплавов единым модулем с сенсором и иметь возможность подключения к системе управления без промежуточных устройств.

10.1.7 Газоанализаторы должны иметь функцию самодиагностики и возможность замены чувствительного элемента (сенсора) по месту эксплуатации без оформления огневых работ (работа паяльником и т.п.).

10.1.8 Все преобразователи должны быть электронными, со степенью герметичности оболочки не ниже IP 65 в соответствии с ГОСТ 14254 и выходным унифицированным сигналом (4...20) мА+HART.

10.1.9 Конструктивное исполнение газоанализаторов по взрывозащите должно быть не менее 1ExdIICT4.

10.1.10 Входные и выходные цепи должны иметь защиту от короткого замыкания и перенапряжения.

10.1.11 Газоанализаторы должны иметь ЖК/OLED- дисплей, управление

кнопками или бесконтактное управление магнитом без нарушения оболочки Ex d. Дисплей должен обеспечивать возможность просмотра измеренной величины и диагностической информации, а так же полнофункциональной настройки газоанализатора по месту эксплуатации без подключения дополнительных устройств (коммуникатор, РС с ПО).

10.1.12 Минимальный интервал времени работы газоанализатора без коррекции показаний не менее 6 (шести) месяцев.

10.1.13 Допустимое отклонение выходного сигнала в область отрицательных значений (дрейф нуля) не более 0,4 мА (2,5 % НКПР) за 1 месяц.

10.1.14 Обработка сигнала (4...20) мА от датчика производится в системе РСУ или ПАЗ.

10.1.15 Газоанализаторы должны поставляться в собранном виде (измерительная часть – сенсор должна быть присоединена и подключена к блоку электроники – трансмиттеру).

10.1.16 При количестве приборов ≥ 7 шт предусмотреть:

10.1.16.1 Комплект для поверки газосигнализаторов (Пары углеводородов):

- Вентиль точной регулировки ВТР-1;
- Ротаметр РМА-1-0,063 ГУЗ;
- Поверочная смесь - 2 баллона (пропан-воздух);
- трубка ПВХ 2 м.

10.1.16.2 Комплект для поверки газосигнализаторов (датчики на сероводород):

- Вентиль точной регулировки ВТР-1;
- Ротаметр РМА-1-0,063 ГУЗ;
- Поверочная смесь - 1 баллон (H₂S-азот);
- трубка ПВХ 2 м.
- редуктор из нержавеющей стали – 1 шт.

10.1.16.3 Комплект для поверки газосигнализаторов (датчики на водород):

- Вентиль точной регулировки ВТР-1;

- Ротамерт РМА-1-0,063 ГУЗ;
- Поверочная смесь - 2 баллона (водород-воздух); трубка ПВХ 2 м.

10.2 Газоанализатор кислорода и окиси углерода в дымовых газах

10.2.1 На газоанализаторы кислорода и окиси углерода выпускается опросный лист/листы.

10.2.2 **Измерение кислорода.** Для измерения содержания кислорода в газоанализаторах должен быть предусмотрен сенсор из оксида циркония, принцип действия которого основан на уравнении Нернста. Допускаемая погрешность измерения: не более ± 4 % отн. Время установления показаний $T_{0,9}$ не более 10 секунд.

10.2.3 **Измерение окиси углерода.** Для измерения содержания окиси углерода в газоанализаторах должен быть предусмотрен термokatалитический сенсор, содержащий два терморезисторных элемента, один из которых покрыт инертным материалом и является сравнительным, другой покрыт катализатором и является активным элементом. Допускаемая погрешность измерения: не более ± 8 % приведенная к верхнему значению диапазона измерения. Время установления показаний $T_{0,9}$ не более 25 секунд.

10.2.4 При поставке анализатор должен иметь свидетельство о первичной поверке по стандарту РФ с диапазонами измерения, соответствующими ОЛ.

10.2.5 Анализатор должен иметь функцию самодиагностики микропроцессорного модуля, аппаратных ошибок, ошибок конфигурирования, температуры измерительного сенсора и корпуса анализатора.

10.2.6 Анализатор должен иметь встроенный энергонезависимый модуль памяти для хранения данных (параметры настройки, измеренные значения, даты и результаты калибровок).

10.2.7 Анализатор кислорода и окиси углерода должен состоять из четырех частей, входящих в состав самого анализатора: зонд заборного устройства, зонд сброса, аналитическая часть измерения, электронная часть обработки сигналов.

10.2.8 Анализатор с зондами заборного устройства и сброса монтируется

непосредственно на дымоходе с помощью фланца или монтажной плиты, привариваемых к патрубку DN 80 согласно ОТР. Заборный зонд должен входить в дымоход на длину не менее 0,7 м. Зонд сброса должен иметь длину не более 0,3 м. Заборный зонд и зонд сброса должны иметь конструктивную возможность замены (или возможность чистки внутренних газовых трактов) по месту установки анализатора. Забор пробы и транспортирование пробы через измерительные сенсоры должно производиться аспирационным методом, аспиратор должен быть конструктивно выполнен внутри обогреваемого корпуса анализатора. Все компоненты трубной обвязки, расположенные внутри прибора, должны иметь температуру выше 200 °С (обеспечивается встроенным термостатом, требуется для поддержания температуры выше температуры точки росы компонентов анализируемого газа).

10.2.9 **Аналитическая часть (измерительные сенсоры)** не должна погружаться в дымоход. Конструктивно аналитическая часть должна находиться внутри термостатируемого корпуса анализатора. Сигналы с измерительных сенсоров направляются в электронную часть для линеаризации и обработки. Измерительные сенсоры должны иметь регулировку температуры, индикация которых может отражаться на дисплее электронной части (портативного Ех- терминала для программирования/диагностики анализатора).

10.2.10 **Электронная часть** должна быть встроенного типа (в корпусе анализатора). Электронная часть должна быть микропроцессорного типа с индикатором на лицевой панели (портативном Ех-терминале для программирования/диагностики анализатора), с регулированием и возможностью изменения шкалы, с отображением расхода анализируемого газа. В электронике должна быть предусмотрена возможность выдачи линейных выходных сигналов (4...20) мА пропорционально количеству измеряемых компонентов. Напряжение электропитания 220 В пер.тока.

10.2.11 В комплект поставки анализаторов кислорода и окиси углерода должны входить:

- один или несколько кабелей, необходимых для соединения между собой аналитической и электронной частей,
- заборный и сбросной зонды,
- монтажная плита или ответный фланец под приварку с крепежом и

прокладками,

- вспомогательное оборудование для технического обслуживания (при необходимости),
- кабельные вводы для измерительных цепей и цепей питания, на неиспользуемых кабельных вводах должны быть установлены заглушки (из никелированной латуни),
- нержавеющая трубка D=6 мм, фитинги для подведения к анализатору воздуха КИП от существующего вентиля с резьбой RC1/2, расстояние до вентиля 5 м.,
- регуляторы расхода, давления для воздуха КИП и анализируемого газа,
- баллоны с эталонными газами, манометрами и редукторами давления,
- гибкая подводка 2 м,
- запасные сенсоры O₂/CO по 1шт. при поставке от 4-х анализаторов,
- портативный Ех-терминал 1шт. для программирования/диагностики анализатора (в случае отсутствия дисплея в электронной части анализатора) при поставке от 4-х анализаторов,
- термочехол для монтажного патрубка/монтажной плиты.

10.2.12 Приборы, входящие в систему ПАЗ, должны иметь действующий сертификат не ниже SIL2 по ГОСТ Р МЭК 61508 и ГОСТ Р МЭК 61511 (IEC 61508/IEC 61511- 1), действующий на момент ввода в эксплуатацию, свидетельство о первичной поверке.

10.2.13 Межповерочный интервал должен быть не менее 1 года.

10.2.14 Назначенный срок службы не менее 15 лет (при условиях эксплуатации, указанных в ОП).

10.2.15 Анализаторы должны быть устойчивы к промышленной вибрации (20...200) Гц.

10.3 Газоанализатор водорода

10.3.1 На газоанализаторы водорода выпускается опросный лист/листы.

10.3.2 Основной принцип измерения водорода. Для измерения содержания водорода в газоанализаторах должен быть предусмотрен катарометр, принцип действия которого основан на изменении сопротивления

термочувствительных элементов (соединенных в мост Уинстона) за счет изменения их температуры при изменении теплопроводности протекающего анализируемого газа.

- 10.3.3 Допускаемая погрешность измерения: не более ± 3 % приведенная к верхнему значению диапазона измерения.
- 10.3.4 Время установления показаний $T_{0,9}$ не более 30 секунд.
- 10.3.5 При поставке анализатор должен иметь свидетельство о первичной поверке по стандарту РФ с диапазоном измерения, указанном в ОЛ.
- 10.3.6 Анализатор должен иметь ЖК-дисплей, функцию самодиагностики микропроцессорного модуля, аппаратных ошибок, ошибок конфигурирования, температуры катарометра и корпуса анализатора.
- 10.3.7 Анализатор должен иметь встроенный энергонезависимый модуль памяти для хранения данных (параметры настройки, измеренные значения, даты и результаты калибровок), защиту от неправильных действий оператора.
- 10.3.8 Газоаналитический комплекс для измерения водорода должен состоять из четырех частей: обогреваемого шкафа редуцирования, системы пробоподготовки пробы, обогреваемого шкафа анализатора, анализатора водорода.
- 10.3.9 В электрически обогреваемом шкафу редуцирования с температурным контролем монтируется редуктор из нержавеющей стали для понижения давления анализируемого газа до эксплуатационных значений анализатора.
- 10.3.10 Система пробоподготовки пробы, смонтированная на панели, должна содержать: отсечные вентили, фильтры механической очистки, фильтры коалисцентные, регуляторы давления, расхода, манометры, ротаметры, влагоотбойники (при необходимости). Система пробоподготовки пробы должна обеспечивать соответствие анализируемого газа требованиям к анализу. В системе пробоподготовки должна быть предусмотрена конструктивная возможность продувки газовых трактов инертным газом.
- 10.3.11 В обогреваемом шкафу анализатора для установки на открытой площадке должны быть выполнены все электрические и газовые подключения (соединительные трубки 6 мм, нержавеющая сталь), смонтированы клемные коробки и кабельные вводы.. Шкаф должен быть оснащен температурным контролем, вентиляцией, освещением, дверным

замком. Напряжение питания 220 В/ 50 Гц.

- 10.3.12 Анализатор водорода должен состоять из двух частей: аналитической части измерения, электронной части обработки сигналов.
- 10.3.13 **Анализатор** должен быть во взрывозащищенном исполнении. Вид взрывозащиты - взрывонепроницаемая оболочка (d). Анализатор должен быть настенного монтажа с внутренним термостатируемым кожухом, внутренними защитными фильтрами и газовыми трактами из нержавеющей стали.
- 10.3.14 **Аналитическая часть (катарометр)**. Конструктивно аналитическая часть должна находиться внутри термостатируемого корпуса анализатора. Сигнал с катарометра направляется в электронную часть для линеаризации и обработки. Катарометр должен иметь регулировку температуры, индикация которой отражается на дисплее электронной части.
- 10.3.15 **Электронная часть** должна быть встроенного типа (в корпусе анализатора). Электронная часть должна быть микропроцессорного типа с индикатором на лицевой панели, с регулированием и возможностью изменения шкалы. В электронике должна быть предусмотрена возможность выдачи линейного выходного сигнала 4 - 20 мА пропорционального текущей величине объемного содержания водорода при рабочих условиях.
- 10.3.16 Присоединение к процессу должно быть выполнено согласно ОТР.
- 10.3.17 В комплекте поставки анализаторов водорода должны быть: пламягасители, кабельные вводы для измерительных цепей и цепей питания, на неиспользуемых кабельных вводах должны быть установлены заглушки, вспомогательное оборудование для технического обслуживания (при необходимости), линии подачи и сброса пробы (нержавеющая трубка $D=6\div 12$ мм), фитинги для присоединения к арматуре RC1/2, регуляторы расхода, давления для эталонного и нулевого газов, баллоны с эталонными газами, манометрами и редукторами давления с гибким шлангом 2м, комплект ЗИП из фильтрующих элементов для всех типов фильтров.
- 10.3.18 Межповерочный интервал должен быть не менее 1 года.
- 10.3.19 Назначенный срок службы не менее 15 лет (при условиях эксплуатации, указанных в ОП).

10.3.20 Анализатор должен быть устойчивым к промышленной вибрации (20...200) Гц.

11 Приборы физического и химического анализа

11.1 Плотномер жидкости

- 11.1.1 На плотномеры жидкости выпускается опросный лист/листы.
- 11.1.2 **Измерение плотности жидкости.** Для измерения плотности жидкости должен быть предусмотрен вибрационно-резонансный принцип работы, основанный на зависимости собственной частоты колебаний резонансного контура виброэлемента (камертонного типа с тефлоновым покрытием) и добротности этого контура от плотности измеряемой жидкости.
- 11.1.3 Допускаемая основная погрешность измерения: не более ± 1 кг/м³.
- 11.1.4 Плотномер должен иметь свидетельство о первичной поверке по стандарту РФ с диапазоном измерения, указанным в ОЛ.
- 11.1.5 К плотномеру должен быть приложен сертификат калибровки при выпуске из производства, в котором указаны температурные поправочные коэффициенты, индивидуальные характеристики преобразования плотности в аналоговый выходной сигнал.
- 11.1.6 Измерение температуры в плотномере должно осуществляться с помощью встроенного термопреобразователя сопротивления с номинальной статистической характеристикой Pt100.
- 11.1.7 Плотномер должен иметь конфигурируемое микропроцессорное электронное устройство, которое производит полную обработку сигналов, расчет и диагностику внутри самого датчика.
- 11.1.8 Плотномер должен иметь функцию самодиагностики микропроцессорного модуля, аппаратных ошибок, ошибок конфигурирования, встроенный модуль памяти для хранения данных (параметры настройки, измеренные значения, даты и результаты калибровок).
- 11.1.9 Плотномер должен быть во взрывозащищенном исполнении не менее ExdIICT4, питание плотномера 24 В пост.т.
- 11.1.10 Плотномер должен состоять из двух частей: аналитической части измерения, электронной части обработки сигналов.
- 11.1.11 **Аналитическая часть (виброэлемент).** Виброэлемент с тефлоновым покрытием для уменьшения трения погружается в измеряемую жидкость.

Колебания виброэлемента должны поддерживаться с помощью пьезорезисторного элемента, управляемого микропроцессором. Сигнал с виброэлемента будет направляться в электронную часть для линеаризации и обработки.

- 11.1.12 **Электронная часть** должна быть встроенного типа (в корпусе плотномера). Электронная часть должна быть микропроцессорного типа, с конфигурируемыми диапазоном измерения, смещением, пределами и параметрами фильтрации. В электронике должна быть предусмотрена возможность выдачи линейного выходного сигнала (4...20) мА (не менее двух) пропорционального текущей величине плотности при рабочих условиях.
- 11.1.13 Присоединение к процессу должно быть выполнено согласно ОТР. В проектной документации по монтажу плотномеров должен быть предусмотрен байпас (обводная линия) для монтажа/демонтажа плотномера, а также его диагностики и настройки по стандартным образцам.
- 11.1.14 В комплекте поставки плотномера должны быть: проточная камера с фланцами, ответными фланцами, крепежом и прокладками, ПО для диагностики, конфигурации, ввода и регистрации данных плотномера.
- 11.1.15 Межповерочный интервал должен быть не менее 1 года.
- 11.1.16 Назначенный срок службы не менее 15 лет (при условиях эксплуатации, указанных в ОП).
- 11.1.17 Плотномер должен быть устойчивым к промышленной вибрации (20...200) Гц.

12 Запорная и регулирующая арматура

12.1 Общие требования

12.1.1 Арматура, предназначенная для эксплуатации во взрывоопасных зонах должна быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень защиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и вид взрывозащиты, соответствующий категориям и группам взрывоопасных смесей.

12.1.2 В технологических системах с блоками всех категорий взрывоопасности должна применяться стальная арматура, стойкая к коррозионному воздействию рабочей среды в условиях эксплуатации.

В обоснованных случаях для защиты оборудования разрешено применение коррозионно-стойких неметаллических покрытий (фторопласт, полиэтилен).

12.1.3 Материалы деталей арматуры для жидких сред, содержащих сероводород более 6% об. и для газовых сред, содержащих сероводород более 6% об. или с парциальным давлением более 0,3 кПа в газовой фазе должны быть стойкими к сульфидному растрескиванию (водородному растрескиванию) и отвечать требованиям СТ ЦКБА 052.

12.1.4 Выбор оптимальных материалов деталей арматуры для параметров эксплуатации, указанных в опросном листе, находится в сфере ответственности Поставщика. Материальное исполнение деталей и узлов оборудования, уплотнений и т.д., контактирующих с рабочей средой, должно обеспечивать безопасную эксплуатацию оборудования во всех режимах в течение назначенного срока службы. Если в опросных листах указаны требуемые марки материалов, допускается применение других материалов (в т.ч. импортных) при согласовании с Заказчиком.

12.1.5 В случаях применения пропарки клапанов должны быть указаны условия пропарки (температура и давление).

12.1.6 Конструкция проточной части арматуры должна позволять демонтировать внутренние детали и дроссельный узел в сборе для замены или технического обслуживания.

Для дискового затвора допускается применение конструкции с несъемным седлом и двухкомпонентным съемным уплотнением на диске, при обязательном выполнении следующих условий:

- конструкция дискового затвора – с тройным эксцентриситетом;
- упрочняющее покрытие седла – стеллит;
- материал уплотнения на диске – металл (1.4404)/графит;
- конструкция уплотнения на диске – не менее 5-ти слоев металла (соответственно не менее 4-х слоев графита).

12.1.7 Арматура диаметром до DN100 (включительно) должна быть с фланцевым

- присоединением (flange, double flange). Арматура диаметром более DN100 с фланцевым или стяжным (wafer, luge) присоединением.
- 12.1.8 Конструкция, размеры и общие технические требования на фланцы должны быть в соответствии с ГОСТ 33259. Ответные фланцы приварные встык должны быть изготовлены из поковок IV группы. Технические требования, виды испытаний и дополнительные требования в зависимости от параметров эксплуатации должны быть определены в соответствии с ГОСТ 32569.
- 12.1.9 В целях обеспечения унификации и безопасной эксплуатации при назначении номинального давления PN арматуры и исполнения уплотнительной поверхности фланцевого соединения руководствоваться разделе 4 настоящих технических условий.
- 12.1.10 Для соединения фланцев при температуре среды выше + 300°C и ниже минус 40°C независимо от давления следует применять шпильки. Вворачивание шпилек или болтов в корпус арматуры при данных условиях не допускается.
- 12.1.11 Уровень звукового давления не должен превышать 85 дБ на расстоянии 1 м. перпендикулярно оси клапана. В случае превышения указанной величины звукового давления Производитель предусмотрит устройства для его снижения до допустимых значений.
- 12.1.12 Арматура должна иметь хорошо различимую четкую нестираемую маркировку по ГОСТ 4666. Обязательные знаки маркировки включают:
- товарный знак и (или) наименование изготовителя;
 - значение номинального давления PN;
 - значение номинального диаметра DN;
 - обозначение технологической позиции;
 - заводской номер изделия;
 - значение максимальной температуры рабочей среды (для ограничения температуры по материалам отдельных деталей);
 - материал корпуса;
 - стрелку, указывающую направление подачи рабочей среды для арматуры с регламентированным направлением подачи рабочей среды;
 - дата изготовления (месяц и год)
- 12.1.13 На арматуру, на которую распространяются требования технических регламентов, должна быть нанесена маркировка знаком, подтверждающим соответствие арматуры требованиям технических регламентов.
- 12.1.14 Арматура в исполнении, стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию, должна иметь кроме основной маркировки, выполненной в соответствии с п.12.1.11, также маркировку «H₂S». В паспорт на арматуру в обязательном порядке должны быть занесены результаты испытаний на стойкость к СКР и НИС.
- 12.1.15. Оборудование должно иметь назначенный срок службы, который в

обязательном порядке должен быть указан в паспорте. На запорную и регулируемую арматуру назначенный срок службы должен составлять не менее 20 лет.

12.1.16 Оборудование, предназначенное для применения в системах ПАЗ, должно иметь уровень безопасности не ниже SIL2 в соответствии с ГОСТ Р МЭК 51508 и ГОСТ Р МЭК 61511 (IEC 61508 /61511). Отнесение оборудования к системе ПАЗ определяется проектной организацией и указывается в заказной документации.

12.2 Требования к регулирующей арматуре

12.2.1 Регулирующая арматура должна соответствовать требованиям ГОСТ 12893.

12.2.2 На регулируемую арматуру должен быть выпущен опросный лист (листы) в соответствии с п.3.1.2.

12.2.3 Номинальный диаметр DN регулирующих клапанов должен находиться в пределах $0,25D_{тр} \leq DN \leq D_{тр}$, где

$D_{тр}$ – номинальный диаметр трубопровода, на котором устанавливается регулирующей клапан.

12.2.4 Поставщик должен выполнить расчет регулирующей арматуры, согласовать его с Заказчиком. Расчет регулирующей арматуры должен соответствовать следующим требованиям:

- Номинальный K_v (C_v) должен обеспечивать выполнение условия:

$$60\% \leq \%K_v (C_v) \leq 80\%, \text{ где}$$

$$\%K_v (C_v) = (K_v (C_v)_{\max} / K_v (C_v)) \times 100, \text{ где}$$

$K_v (C_v)_{\max}$ – максимальное значение коэффициента пропускной способности, требуемое исходя из расчета;

$K_v (C_v)$ – номинальное значение коэффициента пропускной способности, выбранное Производителем для данного клапана.

- Минимальный $K_v(C_v)$ должен обеспечивать выполнение условия*:

$$K_v(C_v)_{\min} \geq 0,1 K_v(C_v), \text{ где}$$

$K_v (C_v)_{\min}$ – минимальное значение коэффициента пропускной способности, требуемое исходя из расчета;

*. Если в ОЛ указано минимальное значение расхода.

12.2.5 Поставщик должен провести проверку на кавитацию и несет ответственность за принятие решения о необходимости применения антикавитационного исполнения арматуры.

12.2.6 Конструкция регулирующих клапанов должна иметь указатель положение затвора. В закрытом положении клапана стрелка указателя должна стоять на «нуле». Указатель может находиться на исполнительном механизме.

12.3 Требования к запорной арматуре

- 12.3.1 Запорная арматура должна соответствовать требованиям стандартов на конкретный тип арматуры, в том числе:
- затворы дисковые – ГОСТ 13547;
 - краны – ГОСТ 21345;
 - задвижки – ГОСТ 5762.
- 12.3.2 На запорную арматуру должен быть выпущен опросный лист (листы) в соответствии с п.3.1.2.
- 12.3.3 На запорной арматуре должны быть установлены указатели положения запирающего элемента («открыто», «закрыто»).
- 12.3.4 В качестве запорной арматуры должна использоваться арматура с малым гидравлическим сопротивлением. Предпочтительный тип: дисковая или шаровая.
- 12.3.5 Диаметр запорной арматуры должен быть равен диаметру трубопровода.
- 12.3.6 Для подбора исполнительного механизма (привода) необходимо принять значение расчетного давления (Ррасч.).

12.4 Требования к исполнительным устройствам и обвязке

- 12.4.1 Для исполнительных устройств рабочее давление питания воздуха КИП 0,4 МПа.
- 12.4.2 Предпочтительный тип пневмопривода регулирующего клапана – мембранный. Применение поршневых приводов для регулирующих клапанов необходимо дополнительно согласовать с Заказчиком
- 12.4.3 Пневмопривод отсечного клапана должен быть оснащен ручным механическим дублером. Использование другого типа ручного дублера необходимо обосновать и согласовать с Заказчиком.
- 12.4.4 Обвязка клапанов воздухом КИП должна быть выполнена из калиброванной трубки диаметром не менее 8х1 мм и фитингов с обжимными кольцами. Трубка и фитинги из нержавеющей стали.
- 12.4.5 Фильтр-стабилизатор должен обеспечивать степень очистки 5мкм. Климатическое исполнение должно быть рассчитано на температуру минус 40 °С.
- 12.4.6 Типовые схемы пневматической обвязки применять в соответствии с ОТР. Применение специальных схем пневматической обвязки необходимо дополнительно согласовать с Заказчиком.

12.5 Требования к дополнительному (навесному) оборудованию

- 12.5.1 Напряжение питания для искробезопасных приборов: (15...30) В (не более 15 В при 20 мА).

- 12.5.2 На вновь строящихся объектах и объектах капитальной реконструкции электромагнитные клапаны должны:
- иметь металлический корпус клапана и катушки;
 - иметь взрывозащиту вида «d»;
 - иметь напряжение питания 24 В постоянного тока, максимальную мощность 10 Вт;
 - поставляться со своими кабельными вводами;
- 12.5.3 На вновь строящихся объектах и объектах капитальной реконструкции блок конечных выключателей должен:
- иметь металлический корпус. Крепление к корпусу конечных выключателей электромагнитного клапана или его элементов не допускается;
 - иметь вид взрывозащиты Exi и выходной сигнал Namur EN50227;
 - включать в себя клеммник и местный индикатор купольного типа;
 - поставляться со своими кабельными вводами.
- 12.5.4 Кабельные вводы должны:
- быть из никелированной латуни;
 - иметь тип взрывозащиты d;
 - иметь возможность крепления и заземления брони кабеля (d=8...17 мм);
- 12.5.5 Позиционер должен иметь:
- искробезопасное исполнение с соответствующими сертификатами;
 - быть цифровым, интеллектуальным с поддержкой полнофункциональной диагностики клапана;
 - иметь встроенную энергонезависимую память для сохранения конфигурации и архива;
 - входной сигнал (4...20) мА с поддержкой HART-протокола не ниже 7 версии;
 - иметь металлический корпус с антикоррозионным покрытием;
 - калиброваться автоматически или в ручном режиме;
 - иметь возможность локальной настройки по месту с помощью кнопок;
 - контролировать состояния клапана без снятия с технологического трубопровода;
 - иметь возможность расширенной диагностики состояния клапана, позволяющую диагностировать его техническое состояние;
 - иметь напряжение питания не более 15 В;
 - поддерживать технологию FDT;
 - интегрироваться в программное обеспечение Pactware, AMS;
 - быть сконфигурирован ТЕГОМ (см. позицию в табличной части ОЛ);
- 12.5.6 Обратная связь позиционера с АСУ должна осуществляться посредством дополнительного сигнала от датчика положения с унифицированным выходным сигналом (4...20) мА + HART и применяться только в обоснованных случаях.
- 12.5.7 Электрические подключения навесного оборудования арматуры (позиционер, электромагнитный клапан, сигнализаторы конечных положений и др.) выполнены

от соединительных коробок, предусмотренных в рабочей документации. Коробки в комплект поставки клапанов или пневмоприводов не входят.

12.5.8 Для навесного оборудования арматуры (позиционер, электромагнитный клапан, сигнализаторы конечных положений и др.) все неиспользуемые отверстия под кабельные вводы должны иметь заглушки из никелированной латуни

12.6 Требования к документации и комплектации товара

12.6.1 Комплект документов должен включать:

12.6.1.1 Документы, подтверждающие соответствие оборудования требованиям ТР ТС

в соответствии с таблицей 12.1:

Таблица 12.1

Оборудование	Документы
Проточная часть арматуры	- Сертификат или декларация соответствия ТР ТС 010. - Сертификат соответствия ТР ТС 012. - Сертификат или декларация соответствия ТР ТС 032 (при соответствующем номинальном диаметре и группе рабочей среды).
Позиционер	- Сертификат соответствия ТР ТС 012. - Сертификат или декларация соответствия ТР ТС 020.
Электромагнитный клапан конечного выключателя Блок	- Сертификат соответствия ТР ТС 012.

12.6.1.2 Обоснование безопасности (если проточная часть арматуры попадает под действие ТР ТС 032).

12.6.1.3 Паспорт, оформленный в соответствии с ТР ТС 032/2013, ГОСТ 53672, ГОСТ 12.2.063 (в паспорте необходимо указывать обозначение технологической позиции).

12.6.1.4 Протокол и акт испытаний в соответствии с ГОСТ Р 53402, ГОСТ 33257 или сертификаты об испытаниях в соответствии с EN 10204 3.1В, включая испытания на прочность и плотность материала корпусных деталей и сварных швов, испытание на герметичность относительно внешней среды по уплотнениям подвижных и неподвижных соединений, испытание на герметичность сальникового уплотнения штока воздухом, испытание на герметичность затвора, проверка функционирования.

12.6.1.5 Сертификаты качества на материалы корпуса, крышки и дроссельного узла.

12.6.1.6 Комплект габаритных чертежей арматуры в сборе с пневмоприводом, должен быть предоставлен не позднее 14 календарных дней с даты акцепта оферты.

На габаритных чертежах обязательно должно быть указано: обозначение технологической позиции, габаритные размеры (в т.ч. строительная длина), материальное исполнение основных деталей, исполнение уплотнительной поверхности фланцевого соединения, материальное исполнение ответных фланцев и крепежа, вес оборудования в сборе.

12.6.1.7 Сведения (наименование организации, адрес, контактные данные) об аккредитованных сервисных центрах на территории РФ, осуществляющих гарантийное и постгарантийное обслуживание предлагаемого оборудования.

12.6.2 Комплект документов (договор поставки, паспорта, сертификаты и декларации ТР ТС и обоснование безопасности) дополнительно должен быть представлен на электронном носителе.

12.6.3 Кабельные вводы и фитинг для подключения воздуха КИП должны быть установлены и заглушены для защиты от попадания влаги и мусора внутрь элементов обвязки.

12.6.4 Открытые порты для сброса и забора воздуха пневмопривода и навесного оборудования должны быть оснащены сетчатыми глушителями для снижения уровня шума при сбросе воздуха и защиты от загрязнения.

12.6.5 Клапаны должны поставляться с установленными на них ответными фланцами и крепежом. Прокладки должны быть прикреплены способом, исключающим их повреждение при транспортировке.

12.6.6 Клапаны должны поставляться с комплектом запасных частей в соответствии с таблицей 12.2. Требуемый объем запасных частей, кроме навесного оборудования – один комплект на каждый типоразмер одной модели оборудования. Требуемый объем навесного оборудования – согласно таблице 2. Каждый комплект запчастей должен быть индивидуально упакован и иметь соответствующую маркировку.

Таблица 12.2

Оборудование		Состав ЗИП в зависимости от типа клапана	
		Регулирующий	Запорный
Тип дроссельного узла	Плунжерный	уплотнение крышки сальниковое уплотнение уплотнение клетки и плунжера (для клеточного клапана)	
	Шаровый	уплотнение корпуса уплотнение вала (сальниковое) уплотнение седла	
	Дисковый	сальниковое уплотнение уплотнение держателя седла	
Тип привода	Мембранный	мембрана	-
	Поршневой	Уплотнения вала, поршня и корпуса	-

	Электрический	-	-
Навесное оборудование (позиционер, блок конечных выключателей, э/м клапан, блокирующее пневматическое реле, клапан быстрого сброса, обратный клапан, фитинг для подключения воздуха КИП)		При поставке от 5 до 10 клапанов – 1 комплект. При поставке от 11 клапанов - 10% от объема поставки. Округление в большую сторону.	

12.6.7 Клапаны должны поставляться полностью в сборе, включая пневматическую обвязку, в соответствии с требованиями опросного листа; испытанными и пригодными для эксплуатации.

12.6.8 Клапаны должны поставляться в транспортной таре – ящиках по ГОСТ 2991, ГОСТ 9142, ГОСТ 10198.

13 Особенности монтажа полевого оборудования КИПиА

13.1 Термоизоляция и защита полевого оборудования

13.1.1 Монтаж полевого оборудования выполнить в стеклопластиковых термошкафах, в случаях, когда:

- установка и обслуживание прибора невозможны по причине удаленности места отбора от площадки;
- температура процесса более 80 °С;
- в месте отбора присутствует значительная вибрация;
- это указано в конкретном техническом задании.

В остальных случаях монтаж оборудования произвести по месту (без устройства ИЛ). Для термоизоляции и защиты от осадков применить термочехлы.

13.1.2 На обогреваемый термошкаф и термочехол должны быть выпущены опросные листы.

13.1.3 Термошкафы. Общие требования.

13.1.3.1 Материал наружной и внутренней оболочки шкафа – армированный стекловолокном прессованный полиэстер (армированный стеклопластик), толщиной не менее 3 мм.

13.1.3.2 Теплоизолирующий слой – пенополиуретан, толщиной не менее 30 мм.

13.1.3.3 По умолчанию термошкаф должен быть оборудован системой электрообогрева. Нагревательный элемент, устанавливаемый в шкаф КИП должен быть оснащен встроенным термостатом. Тип взрывозащиты – EExd IIC T3. Другие способы обогрева – по согласованию с Заказчиком.

13.1.3.4 Взрывозащищенные кабельные вводы (Exd) должны быть изготовлены из никелированной латуни. Степень защиты – не ниже IP65.

13.1.3.5 Комплект поставки шкафа должен включать 2 типа узлов монтажных для крепления на стойке УМ(Г) и УМ(В) см. рис.13.1.1.

13.1.3.6 В комплект поставки шкафов обогреваемых должны входить изделия для подключения питания к трубным пучкам и собственного обогрева шкафа – коробка соединительная, клеммы WAGO (cage clamp) или Phoenix Contact (ST), кабельные вводы, заглушки, клеммные перемычки и т.д.

- 13.1.3.7 Шкафы укомплектовать шарнирами, быстродействующими затворами и фиксаторами крышек из нерж. стали.
- 13.1.3.8 Шкафы должны иметь бирки из нержавеющей стали с номером и шифром позиции КИП.
- 13.1.3.9 Монтаж датчика в шкафу и типовое расположение оборудования внутри шкафа должно быть выполнено в соответствии с рис.13.1.2 (если иное не указано в конкретном техническом задании).
- 13.1.3.10 Термошкаф и комплектующие к нему должны соответствовать требованиям ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» и ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования». Соответствующие сертификаты и декларации соответствия должны быть предоставлены при поставке.

13.1.4 Термочехлы. Общие требования.

- 13.1.4.1 Материал внешнего и внутреннего слоя термочехла должны быть выполнены из антистатического материала с сопротивлением менее 10^{-9} Ом, и обладать повышенной стойкостью к истиранию, воздействию УФ-излучения и нефтепродуктов.
- 13.1.4.2 Толщина термоизоляционного слоя не менее 35 мм, теплопроводность не более 0,03 Вт/м*К.
- 13.1.4.3 Термочехлы не должны иметь сквозной прошивки.
- 13.1.4.4 Обогрев оборудования в термочехлах осуществлять либо греющим кабелем, либо конвективным теплом.
- 13.1.4.5 Термочехлы должны иметь бирки из нержавеющей стали с номером и шифром позиции КИП.
- 13.1.4.6 Термочехол и комплектующие к нему должны соответствовать требованиям ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» и ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования». Соответствующие сертификаты и декларации соответствия должны быть предоставлены при поставке.

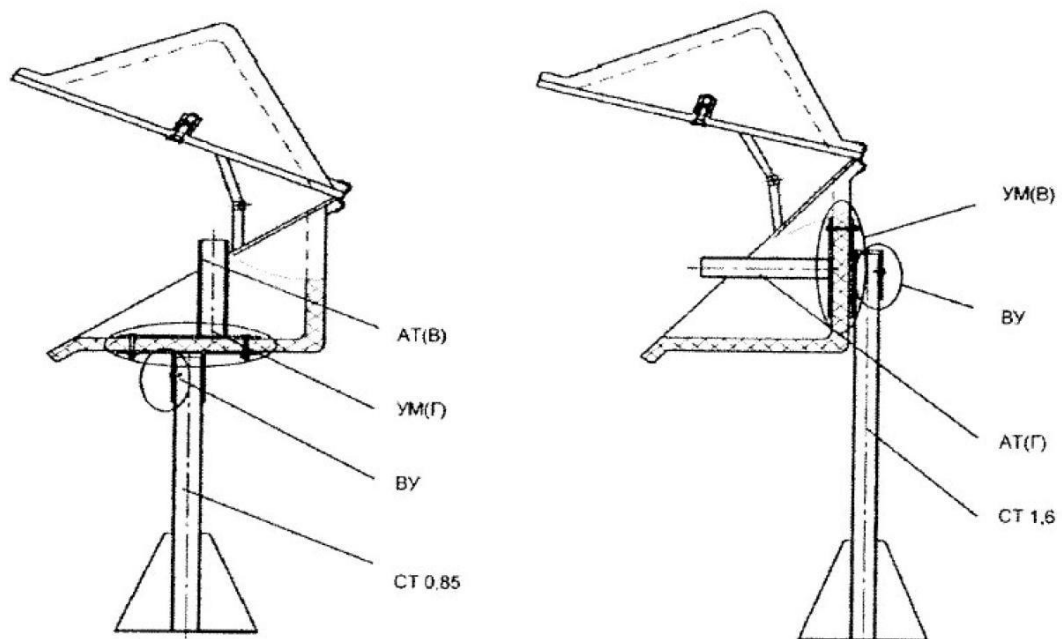


Рисунок 13.1.1

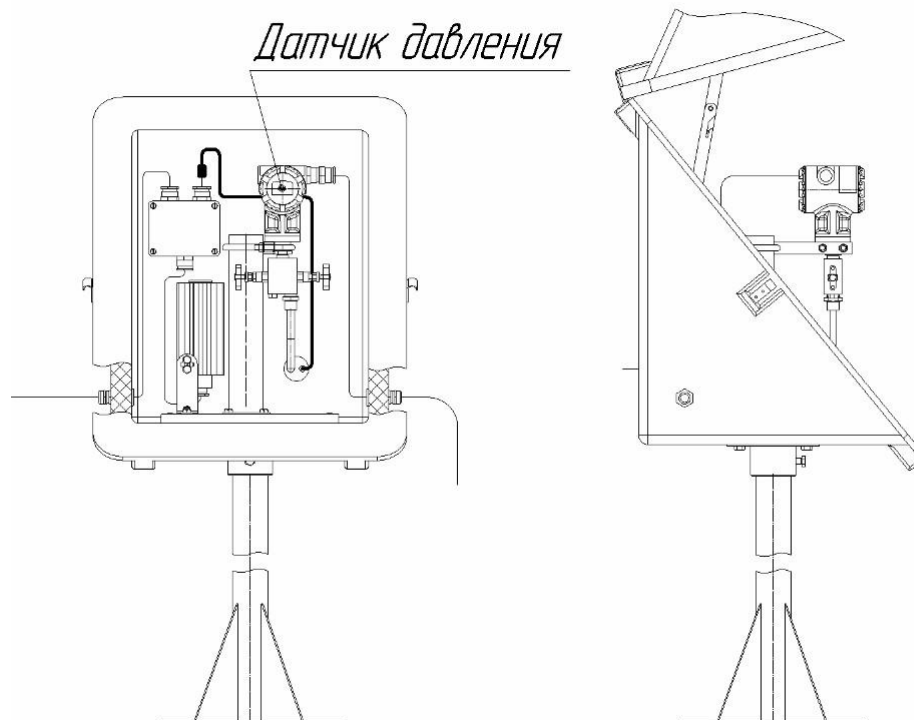


Рисунок 13.1.2

13.2 Устройство импульсных линий

- 13.2.1 Заказ изделий для устройства импульсных линий осуществляется в разделе «Монтажные узлы и изделия».
- 13.2.2 Спецификации оборудования, изделий и материалов проекта на вновь строящихся объектах и объектах капитальной реконструкции импульсные линии должны быть спроектированы из трубных пучков (например, OsnaLine, Thermon) с трубками из нержавеющей стали марки 12X18H10T (или аналогичной) размерами 12x1,5 или 12x1 и с саморегулирующимся греющим кабелем. В остальных случаях импульсные линии должны быть выполнены из бесшовной нержавеющей трубки из стали марки 12X18H10T (или аналогичной) размерами 12x1,5 или 12x1. (Если иное не указано в конкретном техническом задании).
- 13.2.3 Монтаж импульсных линий всех позиций КИП выполнять с применением беспрокладочных соединений с обжимным кольцом (Swagelok, Parker, DK-Lok) Ду 10 мм (если иное не указано в конкретном техническом задании).
- 13.2.4 На вновь строящихся объектах и объектах капитальной реконструкции для обогрева импульсных линий применять только электрообогрев саморегулирующимся греющим кабелем.

13.3 Коробки соединительные. Общие требования.

- 13.3.1 На коробки соединительные должен быть выпущен опросный лист.
- 13.3.2 Материал корпуса – алюминий-кремниевый сплав, стойкий к углеводородам.
- 13.3.3 Соединительные коробки обязательно комплектуются клеммниками с пружинно-зажимными контактами Wago (CAGE CLAMP) или Phoenix Contact (тип ST), смонтированных на DIN-рейках.
- 13.3.4 Рекомендуемый тип взрывозащиты коробок – Exe.
- 13.3.5 Все кабельные вводы должны быть ввернуты в соответствующие резьбовые отверстия и заглушены. Поверхности под уплотнительные прокладки, а также сами прокладки должны быть защищены от коррозии смазкой.
- 13.3.6 На корпусе соединительной коробки должна находиться бирка из нержавеющей стали с маркировкой взрывозащиты в соответствии категорией взрывоопасной смеси (определяется проектировщиком), номером и шифром позиции КИП.
- 13.3.7 Коробка соединительная и комплектующие к ней должны

соответствовать требованиям ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» и ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования». Соответствующие сертификаты и декларации соответствия должны быть предоставлены при поставке.

13.4 Прочие требования

- 13.4.1 При проектировании трасс КИП использовать оцинкованные или алюминиевые короба.
- 13.4.2 Для возможности обслуживания средств КИПиА в монтажной части предусмотреть площадки обслуживания.
- 13.4.3 Для подключения приборов на участке «соединительная коробка - прибор», «соединительная коробка - клапан» применить бронированный кабель и соответствующие кабельные вводы со стороны прибора и соединительной коробки (если иное не указано в конкретном техническом задании). Металлорукав на этом участке не предусматривать. В закрытых помещениях применяются небронированные кабели, прокладываемые в металлорукаве.
- 13.4.4 Применить гибкие термокомпенсационные провода.
- 13.4.5 Обеспечить совместимость кабельных вводов, поставляемых в комплекте с приборами, навесным оборудованием для арматуры, соединительными коробками с типом выбранного кабеля.

14 Основные положения по кабельной продукции

14.1 Кабельные линии должны полностью удовлетворять требования настоящего раздела, ГОСТ IEC 60079-14-2013, ГОСТ Р 50571.5.52-2011.

14.2 В соответствии с ГОСТ 31565-2012 кабели, применяемые для стационарной электропроводки, должны обладать характеристиками по распространению пламени, которые позволяют им выдержать испытания по IEC 60332-3-22 или

- быть как-либо иначе защищены от распространения пламени;
- быть установлены во взрывоопасных зонах с барьером для предотвращения распространения пламени из невзрывоопасной во взрывоопасную зону.

14.3 Дымообразование кабельных изделий при испытании по ГОСТ IEC 61034-2 не должно приводить к снижению светопрозрачности более чем на 50 % и иметь в маркировке индекс нг(A)-LS.

14.4 Кабели должны быть стойкими к воздействию солнечного излучения.

14.5 Кабели должны быть маслобензостойкими. Кабели должны выдерживать испытание на стойкость к воздействию моторного масла при температуре $(100 \pm 5) ^\circ\text{C}$ не менее 20 часов.

14.6 Для подключения приборов на участке «соединительная коробка - прибор»,

«соединительная коробка - клапан» применять бронированный кабель с броней в виде оплетки из стальных оцинкованных проволок и соответствующие кабельные вводы со стороны прибора и соединительной коробки (если иное не указано в конкретном техническом задании). Магистральные кабели проводимые от соединительных коробок, распределительных щитов, пультов, сторонних систем технологического объекта, от коммутационных щитов/шкафов в РУ ТП до АСУТП должны быть небронированными.

14.7 Во взрывоопасных зонах рекомендуется преимущественно применять открытую прокладку бронированных и небронированных кабелей по строительным конструкциям в коробах, на лотках, в профилях.

14.8 Прокладка проводов в защитных трубах или гибких металлорукавах допускается для небронированного кабеля в следующих случаях:

- Монтаж термокомпенсационных кабелей (согласно МЭК 60584-3. Тип кабеля – ХА) и проводов, подключаемые к датчикам температуры, расположенных на удалении от кабельных трасс (лотков, коробов);
- Монтаж магистральных кабелей в наружных зонах от соединительных коробок, расположенных на удалении от кабельных трасс (лотков, коробов).

При этом, если расстояние от датчика температуры (соединительной коробки) до кабельной трассы менее 2-х метров, используется металлорукав. Если расстояние от датчика температуры (соединительной коробки) до кабельной трассы более 2-х метров, то монтаж кабеля проводится в защитной трубе, причем от датчика (коробки) до защитной трубы кабель монтируется в металлорукаве, длина которого не должна превышать 1 метр.

14.9 Для стационарной электропроводки кабеля, используемые во взрывоопасной зоне, согласно ГОСТ IEC 60079-14-2013, должны соответствовать условиям окружающей среды и эксплуатации. Кабели должны быть:

- а) с термопластичной, терморезистивной или эластомерной оболочкой.
- б) с металлической оболочкой с минеральной изоляцией.

14.10 Запрещено применение проводов с алюминиевыми жилами или медных проводов в алюминиевой оболочке.

14.11 Допустимые токовые нагрузки на провода и кабели должны приниматься с учетом ГОСТ Р 50571.5.52-2011, раздел 523.

14.12 Во взрывоопасных зонах должны применяться кабели с заполнением воздушных промежутков полимерным наполнителем, которые гарантируют, что по продольным воздушным полостям распространения газообразных, или даже пылеобразных взрывоопасных веществ из взрывоопасных в невзрывоопасные зоны и помещения не произойдет.

14.13 Прокладку кабелей передачи информации и силовых кабелей в одной системе электропроводки или по одной трассе следует выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571-4-44-2011, раздел 444.6.

Кабели различного назначения (например, силовые кабели и кабели

передачи информации, кабели искробезопасных цепей) не должны находиться в одном пучке. Пучки кабелей различного назначения должны быть отделены друг от друга в отношении электромагнитных воздействий (ГОСТ Р 50571-4-44-2011, раздел 444.6.3)

При монтаже кабельной трассы коробов или лотков с кабелями разных цепей силовые сети рекомендуется размещать над кабелями вспомогательных и управляющих цепей, информационных цепей и цепей, чувствительных к помехам, с учетом требований ГОСТ Р 50571-4-44.

При совместной прокладке в коробе или лотке кабелей различного функционального назначения их следует разделять перегородкой или разносить по разным сторонам с учетом требований ГОСТ Р 50571-4-44.

- 14.14 Кабели, используемые в искробезопасных электрических цепях (Ex-i), согласно ГОСТ IEC 60079-14-2013 должны быть изолированными, у которых заземляющий и экранирующий проводники, а также заземление экрана испытаны напряжением не менее 500 В переменного тока или 750 В постоянного тока.
- 14.15 Электрические параметры (C_c и L_c) или (C_c и L_c/R_c) всех используемых кабелей должны определяться в соответствии с перечислениями а), b) или с):
- a) наиболее неблагоприятные электрические параметры, указанные изготовителем кабеля;
 - b) электрические параметры, определяемые путем замеров, выполненных на образце.
 - c) 200 пФ/м или 1 мкГн/м, или 30 мкГн/Ом, где в соединении задействованы 2 или 3 жилы монтажного кабеля обычной конструкции (с экраном или без). При использовании систем FISCO или FNICO требования к электрическим параметрам кабеля должны соответствовать требованиям IEC 60079-25.
- 14.16 Согласно ГОСТ IEC 60079-14-2013, кабели, используемые в искробезопасных электрических цепях Exi, должны выдерживать проверку электрической прочности изоляции переменным током с действующим значением напряжения не менее:

- 500 В действующего значения напряжения переменного тока или 750 В постоянного тока, приложенного между любыми броней и(или) экраном(ами), соединенными вместе, и всеми соединенными вместе жилами;

- 1000 В действующего значения напряжения переменного тока или 1500 В постоянного тока, приложенного между пучком, составляющим одну половину токоведущих жил кабеля, соединенных вместе, и пучком, составляющим другую половину соединенных вместе жил кабеля. Это испытание не применяют к многожильным кабелям с экранированными проводниками каждой из цепей.

14.17 Кабели, содержащие искробезопасные электрические цепи, следует маркировать (за исключением случаев, указанных ниже) как части искробезопасной цепи. Если оболочки или покрытия кабелей маркируют цветом, для кабелей, содержащих искробезопасные цепи, следует применять синий цвет. Если искробезопасная цепь обозначена кабелем с синим покрытием, то кабели с такой маркировкой не следует использовать для других целей и в других местах. Это может вызвать путаницу или уменьшить эффективность идентификации искробезопасного кабеля.

14.18 Заземление искробезопасных электрических цепей должно быть выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ IEC 60079-14-2013.

14.19 Броню бронированного кабеля необходимо заземлить с одной стороны. Заземление должно быть видимым. Заземление металлических (свинцовых или алюминиевых) оболочек и брони кабелей осуществляется при помощи гибких заземляющих проводников путем присоединения их к узлам заземления согласно РМ14-177-05

14.20 Кабели делятся на типы в соответствии с применяемыми потенциалами:

<1> - сигнал ~220В, ~380В;

<2> - сигнал =24В – дискретные входы/выходы, питание;

<3> - сигнал =24В – 4-20мА измерительная цепь;

<4> - сигнал искробезопасная цепь (цепи Exi);

<5> - сигнал интерфейс.

Для сигналов 1,2 и 3 типов применяется контрольный кабель для промышленных сетей передачи данных. Для сигнала 4 применяется контрольный кабель для промышленных сетей передачи данных сертифицированный для

искробезопасных цепей

14.21 Кабельная продукция должна иметь 10% резерв свободных жил, но не менее 1 жилы в соответствии с ВСН 205-84.

14.22 В соответствии с ГОСТ 1508-78 номинальное сечение жилы и число жил в кабеле должны соответствовать указанным в таблице 14.1.

Использование кабелей с количеством жил менее 4 не допускается.

Таблица 14.1

Марка кабеля	Номинальное сечение жилы, мм ²						
	0,75	1	1,5	2,5	4	6	10
	Число жил в кабеле						
КРВГ; КРВГЭ; КРВБ; КРНБ; КРВБГ; КРВББГ; КРНГ; КРНБГ; КРНББГ; КРНБн; КВВБн; КПсВБн; КРВБн	4; 5; 7; 10; 14; 19; 27; 37; 52;			4; 5; 7; 10; 14;	4; 7; 10	-	
КВВГ; КВВГЭ; КВВБ; КВВБГ; КВВББГ; КВББШв; КПВГ; КПВБ; КПВББГ; КПВБГ; КПББШв; КПсВГ; КПсВГЭ; КПсВБ; КПсВБГ; КПсВББГ; КПсББШв	4; 5; 7; 10; 14; 19; 27; 37; 52; 61			19; 27; 37	-		
КВВГ-П; КПсВГ-П; КПВГ-П	4						
АКВВГ-П; АКПсВГ-П; АКПВГ-П	-			4			
КППБШв; КВПБШв; КПсПБШв	10; 14; 19; 27; 37			7; 10; 14; 19; 27; 37	7; 10	-	
АКРКГ; АКРБГЭ; АКРВБ; АКРВБГ; АКРВББГ; АКРНГ; АКРНБ; АКРНБГ; АКРНББГ; АКВВГ; АКВВГЭ; АКВВБГ;	-			4; 5; 7; 10; 14; 19; 27;	4; 7; 10		

АКВВББГ; АКВББШв; АКПВГ; АКПВБ; АКПВБГ; АКПББШв; АКПсВГ; АКПсВГЭ; АКПсВБ; АКПсВБГ; АКПсВББГ; АКПсББШв; АКПВББГ; АКВВБ		3 7	
КВВГз, КПсВГз		4; 5	-
АКВВГз, АКПсВГз	-		4; 5

14.23 При формировании потоков магистральных кабелей, необходимо учитывать их потенциал и разделять искробезопасные цепи, цепи 24 В, цепи 220 В, цепи mV и термокомпенсационные кабели согласно ПУЭ 7.3

14.24 При использовании гибких многопроволочных кабелей их подключение к клеммникам необходимо проводить посредством втулочных оконцевателей с изоляцией.

14.25 Согласно ПУЭ 2.3. кабельный ввод в здания аппаратных должен представлять из себя трубные закладные конструкции в виде блоков, разделенных согласно потенциалов вводимых кабелей (см. пункт 1.1.10). Должны быть предусмотрены меры, исключающие проникновение через трубы или проемы воды и мелких животных из траншей в здания.

14.26 При прокладке кабеля в защитных трубах от коробов к средствам КИП, необходимо обеспечить отсутствие возможности скапливания влаги в них. Все негерметичные вводные соединения кабеля и защитных элементов (защитные трубы, металлорукава и т.д.) необходимо герметизировать посредством термоусаживаемых материалов.

14.27 Экраны кабелей согласно ПУЭ необходимо подключать в соединительных коробках, объединять с экраном магистрального кабеля и подключать к шине информационного заземления кроссового шкафа.

14.28 Выбор кабельных вводов должен быть выполнен в соответствии с п.10.4, 11.3.2 ГОСТ-Р 52350.14-2006

14.29 Для подключения термопар применить гибкие термокомпенсационные провода согласно МЭК 60584-3. Тип кабеля – ХА. Рекомендуемой сечение: 1.5мм².

14.30 Обеспечить совместимость кабельных вводов, поставляемых в комплекте с приборами, навесным оборудованием для арматуры,

соединительными коробками с типом выбранного кабеля.

14.31 Для крепления бронированных кабелей к соединительной коробке и датчику/клапану должны применяться герметичные кабельные вводы с взрывозащитой вида «d» из никелированной латуни под крепление брони.

14.32 Для небронированных кабелей применяются кабельные вводы для крепления металлорукава. Для ввода небронированного кабеля в коробка необходимо применять муфту под крепление металлорукава.

15 Типовые подходы по подключению сигналов к РСУ и ПАЗ

15.1 Основные положения

- 15.1.1 Подключение средств КИПиА, а также сигналов от электрооборудования к модулям ввода-вывода системы ПАЗ осуществляется через барьеры искрозащиты и разделительные реле, к модулям ввода-вывода РСУ - через барьеры искрозащиты, разделительные реле и систему удаленного ввода-вывода (СУВВ) (позиции, не задействованные в схемах регулирования и блокировки). Требования к барьерам искрозащиты указаны в п. 15.2, системе удаленного ввода в разделе 15.3, блокам питания – в разделе 15.4.
- 15.1.2 Для новых объектов, объектов крупной реконструкции, а также при замене системы управления предусматривается программно-аппаратный комплекс инженера КИПиА (ПАК) (раздел 16).
- 15.1.3 При необходимости применения искробезопасного местного индикатора не устанавливать этот индикатор в разрыв искробезопасной цепи. Сигнал на индикатор транслировать через искробезопасный выход системы управления, а для установок, где применяется СУВВ, – через модуль аналогового вывода.

15.2 Барьеры искрозащиты

- 15.2.1 Для подключения к РСУ и ПАЗ искробезопасных дискретных сигналов, всех аналоговых сигналов (искробезопасных и неискробезопасных (например, датчиков загазованности)), за исключением, подключаемых через СУВВ, применяются барьеры искрозащиты.
- 15.2.2 Барьеры искрозащиты в составе новой системы управления должны полностью удовлетворять требованиям настоящих технических условий. В составе новой РСУ (ПАЗ) барьеры должны быть преимущественно одной линейки. Не допускается применение барьеров, имеющих официально оформленные не устраненные замечания по эксплуатации в ПАО «Славнефть-ЯНОС». Модельный ряд и типы барьеров согласовать с Заказчиком.

При расширении системы управления (изменения существующего

проекта, замена оборудования и т.п.) рекомендуется использовать барьеры той же (или модернизированной) линейки (типов), которая уже применяется в существующей системе (при условии выполнения требований к барьерам настоящих технических условий и отсутствия замечаний (не устраненных) по эксплуатации применяющейся линейки (типов)). Модельный ряд и типы барьеров согласовать с Заказчиком.

Производители барьеров, применяющихся в ПАО «Славнефть-ЯНОС», не имеющих замечаний по эксплуатации (по состоянию на август 2021г.): MTL Instruments, Hans Turck, Pepperl+Fuchs. Типы уточнить у Заказчика.

15.2.3 Типы подключаемых сигналов

Таблица 15.2.1 Типы подключаемых сигналов

Тип сигнала	Основные виды подключаемого оборудования	Барьер искрозащиты
Аналоговый вход 0/4...20 мА от пассивных 2-х проводных преобразователей (питание цепи 0/4...20 мА от барьера), искробезопасный (Exi), HART, без HART (в исключительных случаях (в основном существующие)).	Преобразователи давления, дифференциального давления, уровня, расхода, температуры (с унифицированным токовым выходным сигналом), положения.	«Барьер искрозащиты. Аналоговый вход 0/4...20 мА, HART, 1 канал». «Барьер искрозащиты. Аналоговый вход 0/4...20 мА, HART, 2 канала». При необходимости выполнения функции сплиттера (1 вход – 2 выхода) применяется специализированный барьер: «Барьер искрозащиты. Аналоговый вход 0/4...20 мА,
Аналоговый вход 0/4...20 мА от активных 4-х проводных преобразователей (питание цепи 0/4...20 мА от преобразователя), искробезопасный (Exi), HART, без HART. Питание	Расходомеры	

Тип сигнала	Основные виды подключаемого оборудования	Барьер искрозащиты
преобразователей осуществляется от отдельного источника.		HART, сплиттер».
Аналоговый вход 0/4...20 мА от активных 3-х, 4-х проводных преобразователей (питание цепи 0/4...20 мА от преобразователя), HART, без HART. Питание преобразователей осуществляется от отдельного источника.	Расходомеры, датчики загазованности, аналитическое оборудование.	
Аналоговый температурный вход, (термопары, термометры сопротивления), Ом, мВ, искробезопасный (Exi), неискробезопасный.	Термопары, термометры сопротивления, потенциометры, источники мВ, Ом.	<p>«Барьер искрозащиты. Температурный, 1 канал».</p> <p>При необходимости выполнения функции сплиттера (1 вход – 2 выхода) применяется двухканальный температурный барьер с функцией сплиттера</p> <p>«Барьер искрозащиты. Температурный, сплиттер».</p> <p>В исключительных случаях по согласованию с Заказчиком допускается применение комбинации: «Барьер искрозащиты. Температурный, 1 канал» + «Барьер искрозащиты. Аналоговый вход 0/4...20мА, HART, сплиттер».</p>

Тип сигнала	Основные виды подключаемого оборудования	Барьер искрозащиты
Аналоговый выход 0/4...20 мА на пассивные 2-х проводные преобразователи (питание цепи 0/4...20 мА от барьера), HART, без HART (в исключительных случаях (в основном существующие)), искробезопасный (Exi), неискробезопасный.	Позиционеры, индикаторы.	«Барьер искрозащиты. Аналоговый выход 0/4...20 мА, HART, 1 канал». «Барьер искрозащиты. Аналоговый выход 0/4...20 мА, HART, 2 канала». Одноканальный (PCU, ПАЗ), двухканальный (PCU).
Дискретный вход Namur IEC / EN 60947-5-6, «сухой контакт», искробезопасный (Exi).	Сигнализаторы уровня, расхода, конечные выключатели, датчики положения.	«Барьер искрозащиты. Дискретный вход, 1 канал». «Барьер искрозащиты. Дискретный вход, 2 канала». При необходимости выполнения функции сплиттера (1 вход – 2 выхода) применяется двухканальный «Барьер искрозащиты дискретный вход» с функцией сплиттера: «Барьер искрозащиты. Дискретный вход, сплиттер».
Дискретный выход, искробезопасный (Exi).	Искробезопасные соленоиды, искробезопасные индикаторы.	«Барьер искрозащиты. Дискретный выход, 1 канал». «Барьер искрозащиты. Дискретный выход, 2 канала».
Частотный вход, искробезопасный (Exi), неискробезопасный.	Кориолисовые расходомеры, преобразователи с частотным выходом	«Барьер искрозащиты. Частотный вход, 1 канал».
Вход HART, искробезопасный (Exi), неискробезопасный.	Кориолисовые расходомеры, преобразователи с выходом HART.	«Барьер искрозащиты. Вход HART, 1 канал».

15.2.4 В составе РСУ допускается применение одноканальных и двухканальных барьеров искрозащиты (за исключением температурного барьера; двухканальный температурный барьер применяется для реализации функции сплиттера (раздвоения) входного сигнала). В исключительных технически обоснованных случаях (например, недостаток места для монтажа и т.п.) при дополнительном согласовании с Заказчиком допускается применение двухканальных температурных барьеров в РСУ. В случае применения двухканальных барьеров искрозащиты каналы должны быть полностью независимы, не иметь взаимного влияния друг на друга ни при каких режимах работы.

15.2.5 Общие требования к барьерам

15.2.5.1 Барьеры искрозащиты выполняют функции искрозащиты полевых цепей, гальванической развязки, усиления, преобразования и фильтрации сигналов. Не допускается применением барьеров искрозащиты на диодах Зенера (пассивные барьеры).

15.2.5.2 Барьеры искрозащиты должны быть совместимы с подключаемым полевым оборудованием и системой управления (РСУ, ПАЗ).

15.2.5.3 Напряжение питания барьеров от 20 до 35 В пост.т. (резервированное). Номинальное напряжение питания 24 В пост.т.

15.2.5.4 Для системы ПАЗ должны быть предусмотрены одноканальные барьеры искрозащиты с уровнем функциональной безопасности не ниже SIL2 по ГОСТ Р МЭК 61508-2-2012.

15.2.5.5 Барьеры искрозащиты должны обеспечивать искрозащиту полевых цепей и оборудования во взрывоопасных зонах всех классов (0,1,2) с любым типом взрывоопасных газов и взрывоопасной пыли (Ex ia IIC по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011, ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011)).

15.2.5.6 Все применяемые барьеры должны иметь полную надежную гальваническую изоляцию (развязку) цепей (тестовое напряжение не менее 2500В 50Гц): вход- выход, вход – питание, выход-питание.

15.2.5.7 Все применяемые барьеры должны иметь съемные (без применения специального инструмента) колодки для подключения цепей. Колодки должны надежно крепиться на барьер, иметь механическую защиту от

некорректного подключения. Преимущественно должны применяться клеммы с подпружиненными контактами. Параметры подключаемых проводников (для каждой клеммы): 1 провод x 2.5мм², 2 провода x 1.5мм².

- 15.2.5.8 Монтаж барьеров может быть выполнен на объединительную плату или на DIN-рейку (35мм в соответствии с EN60715). Монтаж на объединительную плату применяется в случае использования специализированных плат и кабеля для системы управления (подключение к модулю ввода-вывода системы управления производится одним кабелем или одним резервированным кабелем). Объединительные платы применять совместно только с той серией барьеров, для которых они предназначены. В остальных случаях применять монтаж на DIN-рейку.
- 15.2.5.9 При монтаже барьеров на DIN-рейку схему питания преимущественно организовывать через штатную шину питания (например, шину, монтируемую на DIN-рейку). Применение шины должно обеспечить возможность дублированного питания барьеров от шины, безопасную замену любого барьера без влияния на работу остальных барьеров, запитанных от этой же шины.
- 15.2.5.10 Барьеры должны допускать как вертикальный, так и горизонтальный монтаж вплотную друг к другу без какого-либо зазора между соседними барьерами, а также без необходимости применения дополнительных средств защиты от перегрева.
- 15.2.5.11 Барьеры должны иметь защиту от некорректного подключения (переполюсовки, короткого замыкания и т.п.).
- 15.2.5.12 Все аналоговые барьеры (4...20) мА должны поддерживать все версии протокола HART до рев.7 включительно (быть HART-прозрачными по всем имеющимся в барьере каналам передачи сигнала).
- 15.2.5.13 Режим эксплуатации барьеров: окружающая температура (-20...60) °С, влажность ≤ 95 %, температура хранения (-40...80) °С.
- 15.2.5.14 Степень защиты от влаги и пыли барьеров: не менее IP20 по ГОСТ 14254- 2015 (IEC 60529:2013).
- 15.2.5.15 По отдельному требованию барьеры должны быть сертифицированы на применение во взрывоопасной зоне класса 2.
- 15.2.5.16 Барьеры должны иметь устойчивость к электромагнитным помехам (электромагнитную совместимость) в соответствии с требованиями ТР

TC 020/2011 (наличие сертификата / декларации обязательно), а также рекомендациями NAMUR NE21.

15.2.5.17 Индикация. Все барьеры должны иметь светодиодный индикатор питания (эксплуатационная готовность) зеленого цвета, загорающий при включении питания и гаснущий при отключении питания или уменьшении напряжения питания ниже минимально допустимого значения. Барьеры дискретного входа и дискретного выхода должны также иметь светодиод (1шт. на канал) статуса переключения желтого цвета. Барьеры с функцией самодиагностики и диагностики обрыва, короткого замыкания полевой цепи должны иметь светодиод неисправности красного цвета. Рекомендация по индикации: соответствие NAMUR NE44.

15.2.5.18 На барьере должна быть предусмотрена маркировка: тип, завод-изготовитель и страна производства, год производства, маркировка взрывозащиты в соответствии с TP TC (EAC), характеристики искробезопасной цепи, заводской (индивидуальный) номер, схема электрического подключения с указанием номеров клемм. Маркировка должна быть выполнена на заводе-изготовителе способом, обеспечивающим ее сохранность в течение всего назначенного срока службы.

15.2.5.19 Корпус барьера и колодки должны быть изготовлен из антистатического пластика.

15.2.5.20 Толщина корпуса барьера искрозащиты: не более 20 мм.

15.2.5.21 Назначенный срок службы барьера искрозащиты – не менее 10 лет. Должен быть указан в паспорте на барьер.

15.2.6 Особые дополнительные требования к отдельным типам барьеров искрозащиты

15.2.6.1 Барьер искрозащиты. Аналоговый вход 0/4...20мА, HART, 1 канал / 2 канала / сплиттер

15.2.6.1.1 Функция: обеспечение искрозащиты входной цепи, питание двухпроводных пассивных (питание искробезопасной цепи от барьера) и активных (питание искробезопасной цепи от преобразователя) полевых преобразователей, гальваническая

развязка цепей, усиление сигнала, передача сигнала (4...20) мА в РСУ (1:1), для сплиттера – раздвоение сигнала (1 вход – 2 выхода).
Опционально: насыщение сигнала в диапазоне (3,8...20,5) мА, обнаружение короткого замыкания и обрыва искробезопасной цепи.

15.2.6.1.2 Входной сигнал. Диапазон: 0/4...20 мА.

15.2.6.1.3 Выходной сигнал. Диапазон: 0/4...20 мА. По отдельному заданию и согласованию с заказчиком для позиций система ПАЗ может применяться выходной сигнал (1...5) В (для передачи сигнала на резервированные модули ввода-вывода).

15.2.6.1.4 Преобразование сигнала 0/4...20 мА: 1:1.

15.2.6.1.5 «Барьер искрозащиты. Аналоговый вход 0/4...20 мА, HART, 1 канал / сплиттер» должен поддерживать работу как с активными полевыми преобразователями (питание искробезопасной цепи от преобразователя), так и с пассивными полевыми преобразователями (питание искробезопасной цепи от барьера).

15.2.6.1.6 «Барьер искрозащиты. Аналоговый вход 0/4...20 мА, HART, 2канала». В одном проекте допускается применение двух модификаций: для работы с активными преобразователями, для работы с пассивными преобразователями. Рекомендуется применение в одном проекте универсального барьера, предназначенного для работы как с активными, так и с пассивными преобразователями. Должен иметь полностью независимые каналы вход-выход.

15.2.6.1.7 Напряжение, подаваемое в искробезопасную цепь на пассивный преобразователь: не менее 16,5В при 20 мА, не менее 20В при 4мА.

15.2.6.1.8 Барьер должен обеспечивать питание выходной цепи по каждому каналу (на модуль ввода РСУ, ПАЗ), рассчитанное на сопротивление нагрузки не менее 500 Ом.

15.2.6.1.9 Дополнительно к аналоговому сигналу в барьере должно обеспечиваться двунаправленное прохождение HART сигнала как от активных, так и пассивных преобразователей.

15.2.6.1.10 Допускаемая суммарная погрешность измерения и передачи сигнала (включая линейность, гистерезис и повторяемость): не более $\pm 0,1$ % полной шкалы ($\pm 0,016$ мА).

15.2.6.1.11 Дополнительная температурная погрешность (референсное

значение 20 °C): не более $\pm 0,8$ мкА установившегося значения /°C.

15.2.6.1.12 Время отклика выходного сигнала при ступенчатом изменении входного сигнала от 10 до 90 % (от 90 до 10 %) полной шкалы: ≤ 50 мс.

15.2.6.1.13 По отдельному требованию барьер должен обладать функцией самодиагностики, обнаружения короткого замыкания и обрыва входной искробезопасной цепи. В этом случае барьер искрозащиты должен иметь 1 дополнительный светодиодный индикатор (для одноканального барьера и сплиттера) и 2 дополнительных светодиодных индикатора (для двухканального барьера) для отображения собственного статуса, а также статуса искробезопасной цепи. Реакция выходного сигнала на обрыв / короткое замыкание: < 3.5 мА, > 21.5 мА.

15.2.6.2 Барьер искрозащиты. Аналоговый выход 0/4...20мА, HART, 1 канал / 2 канала

15.2.6.2.1 Функция: обеспечение искрозащиты выходной цепи, гальваническая развязка цепей, передача сигнала 0/4...20мА из РСУ (1:1), опционально: обнаружение короткого замыкания и обрыва искробезопасной цепи.

15.2.6.2.2 Входной сигнал. Диапазон: 0/4...20 мА.

15.2.6.2.3 Выходной сигнал (искробезопасный). Диапазон: 0/4...20мА.

15.2.6.2.4 «Барьер искрозащиты. Аналоговый выход 0/4...20мА, HART, 2 канала» должен иметь полностью независимые каналы вход-выход.

15.2.6.2.5 Дополнительно к аналоговому сигналу в барьере должно обеспечиваться двунаправленное прохождение HART сигнала.

15.2.6.2.6 Максимальное сопротивление нагрузки (искробезопасная цепь): 800 Ом (16В при 20 мА).

15.2.6.2.7 Допускаемая общая погрешность измерения и передачи сигнала (включая линейность, гистерезис и повторяемость): не более $\pm 0,125$ % полной шкалы ($\pm 0,02$ мА).

15.2.6.2.8 Дополнительная температурная погрешность: не более ± 1 мкА установившегося значения /°C.

15.2.6.2.9 Время отклика выходного сигнала при ступенчатом изменении

входного сигнала от 10 до 90 % (от 90 до 10 %) полной шкалы: ≤ 50 мс.

15.2.6.2.10 По отдельному требованию барьер должен обладать функцией самодиагностики, обнаружения короткого замыкания и обрыва выходной искробезопасной цепи. В этом случае барьер искрозащиты должен иметь 1 дополнительный светодиодный индикатор (для одноканального барьера и сплиттера) и 2 дополнительных светодиодных индикатора (для двухканального барьера) для отображения собственного статуса, а также статуса искробезопасной цепи.

15.2.6.3 Барьер искрозащиты. Температурный, 1 канал / сплиттер

15.2.6.3.1 Функция: обеспечение искрозащиты входной цепи, гальваническая развязка цепей, усиление сигнала, линеаризация и преобразования сигнала в унифицированный сигнал (4...20) мА (по ГОСТ Р 8.585-2001, ГОСТ 6651-2009); обнаружение короткого замыкания и обрыва искробезопасной цепи.

15.2.6.3.2 Количество каналов 1, 2 (только для сплиттера).

15.2.6.3.3 Входной сигнал: термопары типов J, K, T, E, R, S, B, N, XA, XK в соответствии с ГОСТ Р 8.585-2001; термометры сопротивления Pt100, Pt500, Pt1000, Cu50 и Cu53, Ni100, Ni500, Ni1000 подключенные по 2-х, 3-х и 4-х проводной схеме в соответствии с ГОСТ 6651-2009; напряжение постоянного тока: (-75...+75) мВ; активное сопротивление: (0...400) Ом (от 0 до 1000 Ом для термометров сопротивления Pt и Ni).

15.2.6.3.4 Выходной сигнал. Диапазон: 4...20 мА. По отдельному заданию и согласованию с Заказчиком для позиций система ПАЗ может применяться выходной сигнал (1...5) В (для передачи сигнала на резервированные модули ввода-вывода).

15.2.6.3.5 Допускаемая общая погрешность измерения и передачи сигнала (включая линейность, гистерезис и повторяемость): мВ, термопара: не более ± 15 мкВ (без учета погрешности компенсации температуры холодного спая), термометр сопротивления, Ом: не более ± 80 мОм.

- 15.2.6.3.6 Допускаемая дополнительная температурная погрешность: мВ/термопара: не более $\pm 3,5$ мкВ/ $^{\circ}\text{C}$; термометр сопротивления, Ом: не более ± 7 мОм/ $^{\circ}\text{C}$.
- 15.2.6.3.7 Время отклика выходного сигнала при ступенчатом изменении входного сигнала от 10 до 90% (от 90 до 10 %) полной шкалы: ≤ 1000 мс.
- 15.2.6.3.8 В барьере должны быть предусмотрены следующие способы компенсации температуры холодного спая: автоматическая от внутреннего термометра, автоматическая от внешнего термометра (поставляется в комплекте), ручная (от значения, введенного в ПО). Способ компенсации выбирается программно. Допускаемая погрешность автоматической компенсации температуры холодного спая: не более ± 2 $^{\circ}\text{C}$.
- 15.2.6.3.9 В барьере должна быть предусмотрена возможность измерения и компенсации сопротивления линии при подключении термометров сопротивления по 2-х проводной схеме.
- 15.2.6.3.10 Барьер должен иметь функцию самодиагностики, а также диагностики обрыва и короткого замыкания входной цепи. При обнаружении неисправности барьера должен выводиться сигнал на дополнительный светодиодный индикатор диагностики, выходной сигнал при этом должен принимать значение < 3.5 мА или > 21.5 мА (настраивается программно). При обнаружении обрыва / короткого замыкания входной цепи должен выводиться сигнал на дополнительный светодиодный индикатор, выходной сигнал при этом должен принимать значение < 3.5 мА или > 21.5 мА (настраивается программно). Режим работы светодиодного индикатора диагностики и реакция выходного сигнала должны быть различными при обнаружении неисправности барьера и при обнаружении неисправности входной цепи.
- 15.2.6.3.11 Конфигурирование и диагностика барьера должны производиться при помощи комплектно поставляемого адаптера и программного обеспечения. Подключение адаптера выполняется к специализированному разъему на корпусе барьера с одной стороны и порту USB (или Ethernet) персонального компьютера – с другой. Требование к ПО: совместимое с Windows XP, Windows 7, полностью

автономное или выполненное на базе FDT; без ограничения доступа и функционала; функционал ПО: конфигурирование типа входного, выходного сигнала, диапазона преобразования, реакции выходного сигнала на неисправности (неисправность барьера, обрыв, короткое замыкание входной цепи), монитор измеренного значения, симуляция выходной цепи, специальные функции для организации сплиттера). Процесс конфигурирования и диагностики барьера должен быть конструктивно и программно обеспечен как в лабораторных условиях, так и на действующей установке (доступ к разъему при смонтированном барьере, возможность конфигурирования и диагностики без потери выходного сигнала и т.д.).

15.3 Барьер искрозащиты. Дискретный вход, 1 канал / 2 канала

- 15.3.1.1.1 Функция: обеспечение искрозащиты входной цепи (входных цепей), гальваническая развязка цепей, усиление и преобразование сигнала; обнаружение короткого замыкания и обрыва искробезопасной цепи.
- 15.3.1.1.2 Входной сигнал: Namur EN60947-5-6, «сухой контакт» (беспотенциальный).
- 15.3.1.1.3 Выходной сигнал: реле с переключающими контактами.
- 15.3.1.1.4 Конфигурирование барьера: при помощи аппаратных (DIP) переключателей. Перечень аппаратных переключателей (для каждого канала): режим выходного сигнала (НО/НЗ) для каждого канала, диагностика искробезопасной цепи (ВКЛ/ВЫКЛ) для каждого канала, режим сплиттера (ВКЛ/ВЫКЛ) для барьера с функцией сплиттера.
- 15.3.1.1.5 Напряжение, подаваемое в искробезопасную цепь: 7...9 В пост.т. (напряжение холостого хода 8.2 В пост.т.), входное сопротивление: 1 кОм \pm 10 %.
- 15.3.1.1.6 Пороги срабатывания для входного сигнала Namur: в соответствии с EN60947-5-6. Гистерезис: не более 200 мкА,
- 15.3.1.1.7 Частота переключения: не менее 10 кГц.
- 15.3.1.1.8 Характеристики реле (выходной сигнал): напряжение переключения не менее 250В пер.т. / 30В пост.т., ток переключения не менее 2 А, мощность переключения не менее 500 ВА / 60Вт, частота

переключения не менее 10 Гц.

15.3.1.1.9 Дополнительные светодиодные индикаторы (для каждого канала): статус переключения, индикация короткого замыкания / обрыва входной цепи.

При необходимости функция сплиттера (раздвоения) выходного сигнала реализуется при помощи двухканального барьера.

15.4 Барьер искрозащиты. Дискретный выход. 1 канал / 2 канала

15.4.1.1.1 Функция: обеспечение искрозащиты выходной цепи (выходных цепей) для управления маломощными дискретными устройствами (искробезопасными электромагнитными клапанами, индикаторами и т.п.), гальваническая развязка цепей; опционально (по согласованию со службой КИП заказчика): обнаружение короткого замыкания и обрыва выходной цепи.

15.4.1.1.2 Барьер искрозащиты может быть как с автономной цепью питания 24В пост.т., так и с питанием от входной цепи.

15.4.1.1.3 Входной сигнал: логический «0» напряжение от 0 до 5 В пост.т.; логическая «1»: напряжение от 19 до 30 В пост.т.

15.4.1.1.4 Выходной сигнал: напряжение постоянного тока (искробезопасное). Барьер должен иметь нормированную вольт-амперную характеристику, указанную в технической документации. Барьер искрозащиты должен быть полностью совместим с управляемым дискретным устройством с учетом параметров выходной цепи.

15.4.1.1.5 Быстродействие: задержка срабатывания не более 50 мс.

15.4.1.1.6 Барьер должен иметь светодиодный индикатор питания зеленого цвета, желтый светодиод статуса переключения и красный светодиод статуса выходной цепи (при наличии опции обнаружения короткого замыкания и обрыва выходной цепи).

15.5 Комплект документации для барьеров искрозащиты

Таблица 15.2.2 Комплект документации для барьеров искрозащиты

Документация	С подачей технической части оферты, ТП Требование 1 документ – 1 файл, 300dpi, pdf	С поставкой	
		На бумажном носителе	На электронном носителе (CD-диск или flash-диск)
Техническая спецификация с указанием полной модели и описанием	С К		СК
Разрешительная документация⁽¹⁾			
Сертификат соответствия ТР ТС 012/2011	С К	К	СК
Сертификат (декларация) соответствия ТР ТС 020/2011	С К	К	СК
Свидетельство об утверждении типа СИ, описание типа, методика поверки ⁽³⁾	С К	К	СК
Техническая документация			
Техническое описание	С К		СК
Руководство по эксплуатации		1 экз. на партию	СК
Паспорт⁽²⁾			
Специальные сертификаты		О	СК
Сертификат соответствия SIL2 (для позиций ПАЗ)	С К	К	СК

СК – скан-копия (1 документ – 1 файл, 300dpi, pdf), К – копия, заверенная печатью и подписью Поставщика, О – оригинал, ТП – техническое предложение.

– оригинал, ТП – техническое предложение.

⁽⁵⁾ Действующие документы на момент предоставления технической части оферты, ТП и на дату поставки.

⁽⁶⁾ Требования к паспорту. Паспорт (1 паспорт на 1 единицу оборудования, допускается 1 паспорт на несколько единиц оборудования одного типа) должен быть выполнен в соответствии с ГОСТ 2.610-2006, выдан производителем или официальным представителем в РФ. Обязательные разделы паспорта: тип устройства (полная модель с расшифровкой кода заказа), серийный номер (номера), дата выпуска, завод-изготовитель, страна производства, маркировка взрывозащиты ЕАС, межповерочный интервал, отметка и дата первичной поверки (или свидетельство), методика поверки, номер в ГРСИ, климатическое исполнение, входной и выходной сигнал, IP, уровень SIL, назначенный срок службы, разделы, предусмотренные ГОСТ 2.610-2006, гарантийный срок, подпись (с расшифровкой, должность) и печать производителя (официального представителя производителя в РФ).

⁽⁷⁾ Не предоставляется на дискретные барьеры искрозащиты.

15.6 Система удаленного ввода-вывода (СУВВ)

15.3.1 Назначение СУВВ, рекомендации по применению:

- Прием, обработка, преобразование и передача сигналов оборудования КИПиА, электрики в / из систему(ы) управления по цифровому протоколу.
- Обеспечение искрозащиты цепей оборудования КИПиА.
- Диагностика цепей и оборудования.
- Прием-передача диагностической и измеренной информации на программно-аппаратный комплекс инженера КИПиА.

Система удаленного ввода-вывода применяется при решении следующих задач:

- ✓ Проектирование новых объектов (установок, блоков установок и т.п.).
- ✓ Реконструкция / модернизация действующих объектов, замена системы управления с заменой полевого КИП и/или кабельных трасс (число подключаемых точек технологического блока более 100).
- ✓ В других обоснованных случаях при условии согласования с Заказчиком, например, при нехватке места для размещения оборудования в аппаратном зале.
- ✓ Для установок, оснащенных СУВВ, подключение к системе управления новых позиций, не задействованных в схемах регулирования и блокировки, должно осуществляться преимущественно через СУВВ.

15.3.2 **Заказная документация.** Для заказа СУВВ в составе заказной документации разрабатывается опросный лист ОЛ-106. В объеме одного ОЛ для всех узлов предусматривается СУВВ одного типа. Для расширения существующей СУВВ оборудование (такого же типа, что и применяющееся) рекомендуется заказывать по спецификации.

15.3.3 **Состав СУВВ.** СУВВ состоит из узлов, расположенных на технологическом объекте, в аппаратном зале, в помещении РУ ТП, сегментных повторителей, оптических преобразователей (опционально), оборудования для подключения СУВВ к программно-аппаратному комплексу инженера КИПиА (ПАК), линий связи и аксессуаров.

Каждый узел состоит из следующего основного оборудования:

- шкаф для монтажа СУВВ (только для узлов, расположенных на технологическом объекте);
- модули ввода

- модули вывода ;
- модули связи;
- модули, преобразователи питания;
- корзина (основание) для модулей.

Сегментные повторители, оборудование для подключения СУВВ к РСУ и ПАЗ монтируются в аппаратном зале.

15.3.4 Метеорологические условия применения, характеристики взрывоопасной зоны указываются в ОЛ отдельно для узлов, расположенных на технологической объекте, отдельно – для узлов в РУ ТП, узлов в аппаратном зале (таблица 15.3.1).

Таблица 15.3.1 Условия применения (установки)

Параметр	Значение (заполняет П)		
	Узлы на технологическом объекте	Узлы в РУ ТП	Узлы в аппаратном зале
Метеорологические условия			
Температура окружающего воздуха минимальная	-46°C ⁽¹⁾		
Температура окружающего воздуха максимальная	+37°C, +50°C с учетом нагрева от технологического оборудования		
Средняя температура наиболее холодного месяца	-34°C		
Средняя температура наиболее теплого месяца	+23.2°C		
Относительная влажность наиболее холодного месяца	83%		
Относительная влажность наиболее теплого месяца	74%		
Классификация взрывоопасной зоны			
В соответствии с ГОСТ 31610.10-2012	Значение		
В соответствии с ПУЭ гл.7.3	Значение		
Группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.5	Значение		

Категория взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.11.	<i>Значение</i>		
Классификация пожароопасной зоны (для невзрывоопасной зоны)	<i>Значение</i>		
Категория установки в соответствии с ПБ ⁽²⁾	<i>Значение</i>		

15.3.5 Требования к СУВВ

15.3.5.1 Общие требования

- Для всех узлов в рамках ОЛ предусматривается СУВВ одного типа.
- СУВВ должна быть серийно выпускаемым изделием промышленного исполнения.
- Назначенный срок службы СУВВ в целом и отдельных ее элементов – не менее 10 лет.

15.3.5.2 Требования к взрывозащите

- Характеристики взрывозащиты (уровень, вид и т.п.) узлов СУВВ, связанного оборудования, внешних электрических цепей должны соответствовать характеристикам взрывоопасной зоны.
- Все узлы, установленные на технологическом объекте, должны быть унифицированы по уровню и виду взрывозащиты. Например, применить уровень взрывозащиты «1» для зоны 1 по ГОСТ 31610.10-2012.
- Характеристики и параметры искробезопасной цепи, обеспечиваемой СУВВ для полевых КИПиА: уровень ia, подгруппа газа – IIC.
- Цифровая линия связи с РСУ должна быть преимущественно искробезопасной.
- Оборудование СУВВ должно соответствовать ГОСТ 31610.0-2014 Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования.
- Характеристики взрывозащиты оборудования должны обеспечивать выполнение следующих действий на работающем оборудовании во взрывоопасной зоне без необходимости отключения питания узла:
 - открывание шкафа для обслуживания оборудования;
 - монтаж, демонтаж, замена модулей ввода-вывода, питания, связи;
 - подключение, отключение внешних цепей, за исключением цепи питания.

15.3.5.3 Требования к температурному диапазону

- Для обеспечения необходимого и оптимального температурного диапазона оборудования узлов, расположенных на технологическом объекте, применяются шкафы, оборудованные обогревателями с терморегуляторами. Нижний температурный диапазон комплектующих СУВВ должен быть не выше минус 20 °С, верхний – не ниже +50 °С. При отрицательной температуре окружающей среды температура внутри шкафа должна быть в диапазоне (5...20) °С, при температуре выше +20 °С обогрев должен автоматически отключаться. Температура окружающего воздуха внутри шкафа должна измеряться и выводиться на диагностическую мнемосхему СУВВ. Для измерения используется канал температурного модуля ввода или альтернативный метод.

15.3.5.4 Требования к связи с системой управления

- Для связи узлов с РСУ применяется цифровой протокол Profibus DP-V1 (системное резервирование PNO system redundancy) в соответствии с EN 61158 Type 3.
- На физическом уровне применяется протокол RS-485 (на участке «узел, расположенный на технологическом объекте, - сегментный повторитель» – преимущественно искробезопасный), медная или оптоволоконная (на расстоянии более 500м) линия связи.
- Топология сети Profibus DP-V1 приведена в Альбоме типовых схем подключения сигналов к системам управления (АСУТП) для объектов ПАО «Славнефть-ЯНОС», а также в Приложении 1 к ОЛ-106. Согласно Альбому типовых схем, каждый узел является одним сегментом и подключается к РСУ через отдельный (резервированный) сегментный повторитель. Допускается объединение в один сегмент до 5-ти узлов, расположенных на расстоянии не более 50м друг от друга.
- Далее сегментные повторители по выходу объединяются в шину (в аппаратном зале) и подключаются к модулю РСУ. К одной паре модулей

Profibus PCSU подключается не более 10-ти удаленных корзин (узлов).

- Конфигурирование СУВВ осуществляется при помощи файла GSD, поставляемого с СУВВ.
- СУВВ должна быть протестирована с контроллером и программным обеспечением системы управления на предмет совместимости в требуемом режиме связи и передаче данных диагностики.

15.3.5.5 Требования к питанию

- Для питания узлов применяется дублированное внешнее питание 220В переменного тока по особой группе первой категории надежности электроснабжения (в соответствии с ПУЭ). В рабочем проекте в шкафу распределения питания (ШРП) должен быть предусмотрен индивидуальный автоматический выключатель на каждую линию питания (по 2 автоматических выключателя на каждый узел). Линии питания для каждого узла должны быть индивидуальными.
- Узлы СУВВ должны иметь дублированные преобразователи и модули питания. При этом каждый блок питания должен один (самостоятельно) обеспечивать питание всех модулей, установленных в корзине узла.
- Для питания сегментных повторителей применяется резервированное питание 24В постоянного тока.

15.3.5.6 Требование к диагностике

- СУВВ должна обеспечивать формирование и выдачу диагностической информации в систему управления согласно EN 61158 (Alarm and status diagnosis. Identification- specific diagnosis. Channel-specific diagnosis): диагностика преобразователей и модулей питания, модулей связи, модулей ввода-вывода, линий связи, цепей подключаемого полевого оборудования.
- При разработке проекта для СУВВ применяется диагностика состояния ее элементов (преобразователи и модули питания, модули связи, модули ввода-вывода), линий связи и цепей подключаемого оборудования, а также измерение, регистрация, отображение и сигнализация температуры окружающей среды, по отдельному требованию – состояние двери шкафа каждого полевого узла.
- Для исключения ложного срабатывания сигнала неисправности на неиспользуемых каналах функции диагностики должны иметь возможность

программного отключения или в составе СУВВ на каждый неиспользуемый канал предусматриваются резисторы для имитации (МЛТ0,5 - (2,5...3,5) кОм - имитация каналов (4...20) мА, МЛТ0,5 - (90...130) Ом - имитация температурных каналов Pt100, МЛТ0,5 - (900...1300) Ом - имитация температурных каналов Pt1000).

- Для вывода диагностических данных, а также значений температур в узлах в составе рабочего проекта АСУТП разрабатывается мнемосхема: «Диагностическая мнемосхема СУВВ». Эскиз мнемосхемы приведен в приложении 2 к ОП-106.

15.3.5.7 Требование к устойчивости к вибрации

- Оборудование системы должны быть устойчивым к промышленной вибрации (20...200) Гц. Стандарты ГОСТ Р 52931-2008, ГОСТ 30630.1.2-99, ИЕС (МЭК) 60068-2-6.

15.3.5.8 Требование к электромагнитной совместимости

- ТР ТС 020/2011, Namur NE21.

15.3.5.9 Требования к функционалу

- Поддержка «горячей замены» (hot swap) любого компонента (модуля питания, модуля связи, модуля ввода-вывода) на аналогичный. Должна быть обеспечена возможность замены в рабочем состоянии без необходимости отключения питания в любом количестве и комбинации любых модулей питания, связи, ввода-вывода без потери связи с РСУ (передача измеренной и диагностической информации). При этом после обслуживания / замены должна отсутствовать какая-либо необходимость изменения программной конфигурации системы, модуля.
- Поддержка конфигурирования «на лету» (Hot configuration in run). СУВВ должна поддерживать возможность изменения конфигурации (изменение настроек связи, настроек модулей ввода-вывода и т.п.) в рабочем состоянии без потери связи с РСУ (передача измеренной и диагностической информации).
- Поддержка технологии FDT. Наличие файла DTM с возможностью работы

со всеми узлами одновременно. Файл DTM и все необходимые лицензии поставляется в комплекте с СУВВ.

- Поддержка протокола Profibus DP-V1, HART over Profibus, поддержка полнодуплексного режима коммуникации HART.
- Подключение к программно-аппаратному комплексу инженера КИПиА (ПАК) через преобразователи Profibus DP-V1 (master class 2) / Ethernet преимущественно без применения дополнительных сервисных линий. Преобразователи Profibus / Ethernet поставляются в комплекте с СУВВ в количестве не менее 2 шт. на каждую резервированную сеть Profibus.
- С целью обеспечения возможности поверки, калибровки и технического обслуживания в лабораторных условиях (без наличия устройства мастер класс 1 (модуля ввода-вывода РСУ)) СУВВ должна иметь возможность конфигурирования, поверки, калибровки, технического обслуживания на лабораторном стенде (при помощи устройства мастер класса 2).

15.3.5.10 Требования к элементам СУВВ

15.3.5.10.1 Модули ввода-вывода

- Основные типы применяемых модулей в зависимости от вида сигнала приведены в таблице 15.3.2.

Таблица 15.3.2 Основные типы модулей СУВВ

Наименование сигнала	Модуль СУВВ
Аналоговый ввод 0/4...20mA + HART; Exi, 0/4...20mA, Exi; 0/4...20mA + HART	Модуль AI 0/4...20mA + HART, Exi, Модуль AI 0/4...20mA + HART
Аналоговый ввод 0/4...20mA	Модуль AI 0/4...20mA + HART Exi, Модуль AI 0/4...20mA + HART, Модуль AI 0/4...20mA
Аналоговый ввод ТС (термопара), RTD (термометр сопротивления), Ом, мВ, в т.ч. Exi	Модуль TI, Exi
Аналоговый вывод 0/4...20mA + HART, Exi, 0/4...20mA, Exi, 0/4...20mA + HART, 0/4...20mA	Модуль AO 0/4...20mA + HART Exi
Дискретный ввод «сухой контакт», Namur (EN 60947-5-6), Exi	Модуль DI Exi
Дискретный ввод «сухой контакт»	Модуль DI, DI Exi
Дискретный вывод, Exi	Модуль DO Exi
Дискретный вывод	Модуль DO, DO Exi, реле

AI – модуль аналогового ввода 0/4...20mA, AO – модуль аналогового вывода 0/4...20mA, TI –

модуль ввода сигналов температуры, DI – модуль дискретного ввода, DO – модуль дискретного вывода,
+HART – поддержка HART (встроенный контроллер HART), Exi – искробезопасная полевая цепь.

- Количество каналов аналоговых модулей: от 1 до 4.
- Количество каналов дискретных модулей: от 1 до 8.
- Монтаж модулей: в корзину СУВВ.
- Материал корпуса: пластик.
- Поддержка «горячей замены» (Hot swap) (без отключения питания, без необходимости конфигурирования).
- Индикация: светодиодная (питание / готовность – общий светодиод на модуль, состояние / неисправность – светодиод для каждого канала).
- Для модулей ввода-вывода, обеспечивающих искрозащиту полевой цепи: искрозащита полевой цепи: Exi IIC по ГОСТ 31610.11-2014 (EN60079-11).
- Для аналоговых модулей (AI, AO, TI): гальваническая развязка между каналами, для каждого канала - между входной цепью и цепью питания, между входной цепью и выходной цепью, между выходной цепью и цепью питания.
- Для модулей с поддержкой HART. Встроенный контроллер(ы) HART. Сигналы HART должны поддерживаться как для активных, так и для пассивных датчиков. Асинхронная передача данных HART. Циклическая передача данных HART (не менее 2-х сигналов / канал).
- На каждом модуле должна быть предусмотрена маркировка: тип, завод- изготовитель и страна производства, год производства, маркировка взрывозащиты в соответствии с TP TC (EAC), заводской (индивидуальный) номер. Маркировка должна быть выполнена на заводе-изготовителе способом, обеспечивающим ее сохранность в течение всего назначенного срока службы.
- Для аналоговых модулей AI:
 - ✓ Диапазон измерения: от 0/4 до 20 мА.
 - ✓ Поддержка пассивных датчиков (питание от модуля СУВВ) и активных датчиков (питание от модуля).
 - ✓ Напряжение питания, подаваемое на датчик: $\geq 15,5$ В при 20 мА.

- ✓ Реакция на неисправности: $<3,6$ мА или >21 мА.
 - ✓ Диагностика входной цепи: короткое замыкание (short-circuit), обрыв (wire-break). Опции диагностики должны иметь возможность отдельного программного включения / отключения индивидуально для каждого канала.
 - ✓ Разрешение: не менее 1 мкА / разряд.
 - ✓ Допускаемая погрешность (включая линейность, гистерезис, повторяемость): $\leq \pm 0,1$ % (приведенная к диапазону измерения).
 - ✓ Допускаемая дополнительная температурная погрешность: $\leq \pm 0,005$ % (приведенная к диапазону измерения) / °С.
 - ✓ Допускаемая дополнительная погрешность, вызванная влиянием электромагнитных помех: $\leq \pm 0,1$ % (приведенная к диапазону измерения).
 - ✓ Быстродействие: ≤ 100 мс (10 → 90 %, 90 → 10 %).
- Для аналоговых модулей АО:
 - ✓ Диапазон измерения: от 0/4 до 20 мА.
 - ✓ Напряжение питания, подаваемое в искробезопасную цепь: ≥ 15 В (безнагрузки).
 - ✓ Сопротивление нагрузки: не более 600 Ом.
 - ✓ Диагностика выходной цепи: короткое замыкание (short-circuit), обрыв (wire-break). Опции диагностики должны иметь возможность отдельного программного включения / отключения индивидуально для каждого канала.
 - ✓ Разрешение: не менее 13 бит.
 - ✓ Допускаемая погрешность (включая линейность, гистерезис, повторяемость): $\leq \pm 0,1$ % (приведенная к диапазону измерения).
 - ✓ Допускаемая дополнительная температурная погрешность: $\leq \pm 0,005$ % (приведенная к диапазону измерения) / °С.
 - ✓ Допускаемая дополнительная погрешность, вызванная влиянием электромагнитных помех: $\leq \pm 0,1$ % (приведенная к диапазону измерения).
 - ✓ Быстродействие: ≤ 100 мс (10 → 90%, 90 → 10%).

- ✓ Встроенный контроллер(ы) HART. Сигналы HART должны поддерживаться как для активных, так и для пассивных датчиков. Асинхронная и циклическая передача данных HART (не менее 2-х сигналов / канал).
- Для модуля TI:
 - ✓ Входной сигнал (все типы входных сигналов должны сочетаться в одном модуле):
 - термометры сопротивления градуировок Pt100, Pt500, Pt1000, Cu100, Ni100, Cu50 по ГОСТ Р 8.625-2006, схема подключения 2-х, 3-х, 4-х проводная;
 - термоэлектрические преобразователи градуировок К (ХА), ХК, L по ГОСТ Р8.585-2001.
 - источники напряжения постоянного тока: (-75...+75) мВ;
 - источники активного сопротивления: (0...30) Ом, (0...300) Ом, (0...3) кОм.
 - ✓ Разрешение: не менее 16 бит.
 - ✓ Допускаемая погрешность: не более $\pm 0,1\%$ от диапазона измерения.
 - ✓ Допускаемая дополнительная температурная погрешность: $\leq \pm 0,005\%$ (приведенная к диапазону измерения) / °С.
 - ✓ Допускаемая дополнительная погрешность, вызванная влиянием электромагнитных помех: $\leq \pm 0,1\%$ (приведенная к диапазону измерения).
 - ✓ Диагностика:
 - Для цепей термоэлектрических преобразователей, источников напряжения: обрыв.
 - Для цепей термометров сопротивления: обрыв, короткое замыкание.
 - Опции диагностики должны иметь возможность отдельного программного включения / отключения индивидуально для каждого канала.
 - ✓ Быстродействие: $\leq 2\text{с}$ (10 → 90%, 90 → 10%).
 - ✓ В модуле должна быть предусмотрена программная компенсация сопротивления линии при подключении термометров сопротивления по двухпроводной схеме.
 - ✓ Компенсация температуры холодного спая. В модуле должна быть

предусмотрена возможность внутренней и внешней компенсации. Внутренняя компенсация должна обеспечиваться встроенными в модуль термометрами сопротивления, внешняя температурная компенсация должна обеспечиваться штатными внешними термометрами сопротивления, подключаемыми непосредственно к клеммам модуля и поставляемыми в комплекте с модулем. Выбор типа компенсации температуры холодного спая (внутренняя, внешняя или установка фиксированной температуры холодного спая) осуществляется при помощи ПО для конфигурирования.

- ✓ Индикация: светодиодная (питание / готовность – общий светодиод на модуль, состояние / неисправность – светодиод для каждого канала).

- Для модулей DI:
 - ✓ Назначение: подключение к РСУ сигналов типа Namur (EN 60947-5-6), «сухой контакт».
 - ✓ Гальваническая развязка между каналами и цепью питания.
 - ✓ Входной сигнал: Namur (EN 60947-5-6), «сухой контакт».
 - ✓ Напряжение, подаваемое во входную цепь: 8В пост.т.
 - ✓ Ток короткого замыкания: 4мА.
 - ✓ Частота переключения: ≤ 100 Гц.
 - ✓ Диагностика: обрыв, короткое замыкание. Опции диагностики должны иметь возможность отдельного программного включения / отключения индивидуально для каждого канала или каждой пары каналов.
 - ✓ Опции: программное отключение каналов, инвертирование сигнала.
 - ✓ Индикация: светодиодная (питание / готовность – общий светодиод на модуль, состояние / неисправность – светодиод для каждого канала).

- Для модулей DO:
 - ✓ Выходной сигнал (для Exi): напряжение 12...24В, сила тока 5...45мА. Наличие вольт-амперной характеристики.
 - ✓ Ток короткого замыкания: ≥ 50 мА, обрыв < 1 мА.
 - ✓ Частота переключения: ≤ 50 Гц.

- ✓ Диагностика: обрыв, короткое замыкание. Опции диагностики должны иметь возможность отдельного программного включения / отключения индивидуально для каждого канала или каждой пары каналов.
- ✓ Индикация: светодиодная (питание / готовность – общий светодиод на модуль, состояние / неисправность – светодиод для каждого канала).

15.3.5.10.2 Модуль связи

- ✓ Назначение: подключение узлов к сети Profibus DP-V1.
- ✓ Поддержка технологии HART over Profibus.
- ✓ Поддержка «горячей замены» (Hot swap).
- ✓ Поддержка конфигурирования «на лету» (Hot configuration in run).
- ✓ Поддержка режимов резервирования, дублирования шины: на уровне резервирования модулей связи и линий (line redundancy), системное резервирование (полное резервирование сети Profibus DP-V1, включая модули связи, линии, модули ввода ПСУ (мастер-устройство) - PNO system redundancy в соответствии с EN61158 Type 3.
- ✓ Полная гальваническая изоляция.
- ✓ Скорость приема-передачи: 9.6кбит/с ... 1.5Мбит/с.
- ✓ Диапазон адресов: 1...99.
- ✓ Цепь: искробезопасная (ExiIC) RS485-IS по ГОСТ (EN60079-11) для искробезопасной версии.
- ✓ Поддержка медной (RS-485 IS) и оптоволоконной линии связи.
- ✓ Поддержка всех диагностических возможностей сети Profibus, генерирование кодов производителя (ошибки коммуникации HART, ошибки питания, ошибки связи, статус резервирования и т.д.).
- ✓ Индикация: светодиодная (эксплуатационная готовность, статус внутренней связи, статус внешней связи, статус резервирования, индикация ошибки).
- ✓ Монтаж: в корзину СУВВ.
- ✓ Материал корпуса: пластик.

15.3.5.10.3 Модуль питания

- ✓ Назначение: питание модулей связи и модулей ввода-вывода.
- ✓ Поддержка «горячей замены» (Hot swap).
- ✓ Модули питания должны быть дублированными, при этом один блок питания должен обеспечивать питанием модули связи и все модули ввода-вывода узла.
- ✓ Напряжением питания на входе: 24В пост.т. $\pm 20\%$.
- ✓ Индикация: светодиодная индикация наличия питания на входе, наличия напряжения на выходе.
- ✓ Монтаж: в корзину СУВВ.
- ✓ Материал корпуса: пластик, металл.

15.3.5.10.4 Преобразователь питания

- ✓ Назначение: преобразование напряжения 220В пер.т. в резервированное напряжение 24В пост.т.
- ✓ Преобразователи питания должны быть дублированными, при этом один преобразователь питания должен обеспечивать питанием модули связи и все модули ввода-вывода узла.
- ✓ Монтаж: в шкафу СУВВ (по месту установки).
- ✓ Материал: металл, пластик.
- ✓ Взрывозащита: в соответствии с местом установки узла.

15.3.5.10.5 Требования к сегментному повторителю

- ✓ Назначение: разделение сегментов сети Profibus DP-V1, обеспечение искрозащиты (ExiIC) полевой части СУВВ (RS485-IS) для искробезопасного модуля связи.
- ✓ Количество каналов: 1 или 2.
- ✓ Поддержка резервирования полевых линий и модулей связи. (2 порта со стороны узлов СУВВ, один порт со стороны РСУ).
- ✓ Полная гальваническая изоляция всех цепей.
- ✓ Напряжение питания 24В пост.т. $\pm 20\%$.
- ✓ Скорость приема-передачи: 9.6кбит/с ... 1.5Мбит/с.
- ✓ Механический ключ для выбора скорости.

- ✓ Функция автоматического определения скорости.
- ✓ Винт внешнего заземления.
- ✓ Индикация: светодиодная (операционная готовность (для каждого канала), статус/ошибка, определение скорости передачи данных).
- ✓ Монтаж на DIN-рейку.
- ✓ Материал: алюминий, пластик.

15.3.5.10.6 Корзина для СУВВ

- ✓ Назначение: основание для монтажа модулей питания, модулей связи, модулей ввода-вывода, подключения полевых цепей, цепей интерфейса с СУ, цепей питания.
- ✓ Количество слотов для модулей питания: 2.
- ✓ Количество слотов для модулей связи: 2.
- ✓ Количество слотов для модулей ввода-вывода: 8,16,24.
- ✓ Для неиспользуемых слотов в комплекте должны быть предусмотрены штатные заводские заглушки.
- ✓ Подключение проводников. Сечение подключаемых проводников: 1.5мм². Преимущественно применить подпружиненные клеммы. Электрические соединения должны быть безопасны. Соединительные контактные зажимы должны быть сконструированы таким образом, чтобы была предотвращена возможность ослабления или отвинчивания проводников. Контактное давление в электрических соединениях должно быть постоянным и не должно ухудшаться вследствие изменений размеров изоляционных материалов в процессе эксплуатации под воздействием температуры или влажности и т.п.
- ✓ Колодки для подключения полевых цепей должны быть съемными (без применения специального инструмента), иметь средства фиксации в корзине.
- ✓ Колодки для подключения цифрового интерфейса должны отвечать требованиям стандарта Profibus DP-V1, быть съемными и иметь средства фиксации в корзине.
- ✓ Цепи питания должны иметь защиту от случайного отключения во взрывоопасной зоне (без отключения питания). Все

предупреждающие надписи должны быть сделаны на русском языке.

- ✓ Для установки адреса узла (корзины) должен быть предусмотрен механический переключатель.
- ✓ Материал основания корзины: алюминий или нержавеющая сталь.
- ✓ Взрывозащита: в соответствии с параметрами взрывоопасной среды, рекомендуемый вид взрывозащиты – искробезопасная электрическая цепь.

15.3.5.10.7 Шкаф для узла СУВВ

- ✓ Назначение. Шкаф предназначен для монтажа одного узла (одной корзины)СУВВ.
- ✓ Шкаф, устанавливаемый во взрывоопасную зону, должен иметь взрывозащиту, рекомендуемый вид взрывозащиты «е». Предусмотреть возможность открывания шкафа во взрывоопасной зоне без необходимости отключения питания узла, обогрева с целью обслуживания СУВВ. Конструкция шкафа должна обеспечивать возможность обслуживания элементов СУВВ (без отключения питания) даже при наличии осадков, ветра и других природных явлений
- ✓ Материал шкафа: нержавеющая сталь, сталь с антикоррозионным покрытием, толщина металла не менее 1.5мм.
- ✓ Шкаф должен иметь 2 замка и комплект ключей в комплекте.
- ✓ Габариты шкафа: длина x ширина x глубина, мм не более 1000x600x300.
- ✓ Монтаж: на стойке высотой 1500±200мм, приспособления для крепления шкафа на стену.
- ✓ В шкафу должен быть предусмотрен один или два обогревателя с терморегуляторами для поддержания оптимальной температуры эксплуатации. Конструкция, обогреватели и материалы шкафа должны обеспечивать температуру воздуха внутри шкафа +5...+20°C при окружающей температуре ниже +5°C, а также температуру не выше +40°C в остальное время.
- ✓ В шкафу должен быть предусмотрен элемент компенсации давления.
- ✓ В шкафу должна быть предусмотрена шина и специальные зажимы для подключения экранов кабелей.

- ✓ Конструкцией шкафа должны быть предусмотрены специальные меры защиты для взрывоопасной зоны (отключение / подключение неискробезопасных проводников и т .д.).
- ✓ В шкафу должна быть предусмотрена изолированная шина сигнального заземления.
- ✓ Шкаф должен быть укомплектован кабельными вводами со взрывозащитой Exd или Exe. Материал кабельных вводов – никелированная латунь. В отдельных случаях кабельные вводы могут быть выполнены из пластика при условии наличия специального защитного короба для полевых кабелей в нижней части шкафа.
- ✓ По отдельному требованию шкаф комплектуется смотровым окном.
- ✓ По отдельному требованию в шкафу должна быть предусмотрена возможность контроля состояния двери шкафа. Шкаф должен открываться только на время обслуживания, при этом на диагностическую мнемосхему СУВВ должен приходиться соответствующий сигнал.
- ✓ Маркировка шкафа должна быть выполнена на заводе-изготовителе: тип (модель), код заказа оборудования, заводской (серийный) номер, маркировка взрывозащиты в соответствии с ЕАС, IP, завод-изготовитель, страна производства иная информация, предусмотренная требованиями разрешительных документов. Маркировка должна быть выполнена на маркировочной пластине из нержавеющей стали 316 (или аналог), жестко прикрепленной к оборудованию, маркировка должна быть нанесена штамповкой, гравировкой или травлением, высота букв не менее 5мм. Маркировка должна сохраняться на протяжении всего срока эксплуатации шкафа.
- ✓ Для каждого шкафа предусмотреть наклейку с номером узла.

15.3.6 Индивидуальные требования к СУВВ

15.3.6.1 В ОЛ-106 для каждого узла СУВВ указывается:

- Место его расположения (технологический объект / РУ ТП / аппаратный зал)

- Ориентировочное расстояние до сегментного повторителя.
- Количество сигналов каждого типа. В скобках указывается количество сигналов с запасом 20 % (округляется до целого числа в большую сторону).

Таблица 15.3.3 Перечень узлов, их расположение, расстояния до сегментного повторителя (заполняется П)

№ узла	Место расположения (технологический объект /РУ ТП / аппаратный зал)	Ориентировочное расстояние до сегментного повторителя
01		
02		
...		

Таблица 15.3.4 Перечень сигналов для узла

№ узла	TI XA (K) IS	TI XK (L) IS	TI Pt100 IS 3-х пр.сх.	AI 4...20mA + HART IS (пас.)	AI 4...20mA + HART IS (акт.)	AO 4...20mA + HART IS	DI Namur (EN 60947-5-6) IS	DI сухой конт акт IS
01	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	()	(0)	(0)
02	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	()	(0)	(0)
...	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	()	(0)	(0)

При необходимости таблица может быть дополнена другими типами сигналов.

15.3.6.2 В ОЛ-106 указываются номера узлов, которые объединены в один сегмент (расстояние между узлами не более 50м, не более 5-ти узлов в одном сегменте).

15.3.6.3 При расчете количества модулей ввода-вывода количество сигналов с запасом делится на количество каналов модуля и округляется в большую сторону.

15.3.6.4 Для каждого узла необходимо предусмотреть один канал для измерения окружающей температуры узла. Измерение температуры может быть реализовано на базе температурного модуля ввода-вывода. Для неиспользуемых слотов корзины предусматриваются

специализированные заглушки. В одной корзине допускается сочетать различные типы модулей ввода-вывода при условии соблюдения требований разрешительной и эксплуатационной документации на СУВВ.

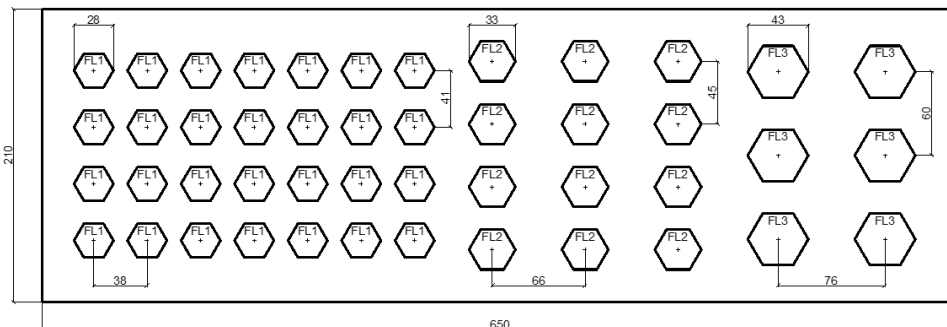
15.3.6.5 При разработке рабочей документации рекомендуется придерживаться следующего расположения модулей в порядке возрастания номера слота (температурные модули, модули аналогового ввода, модули аналогового вывода, модули дискретного ввода, модули дискретного вывода).

15.3.6.6 Для температурных модулей применяется автоматическая компенсация температуры холодного спая от штатных внешних термометров сопротивления, поставляемых в комплекте с СУВВ.

15.3.6.7 В ОЛ-106 указывается информация для подбора кабельных вводов для шкафов узлов, расположенных на технологическом объекте.

Таблица 15.3.5 Информация для подбора кабельных вводов для шкафов узлов, расположенных на технологическом объекте

№ узла	Кабель питания	Кабель Profibus	Кабель для подключения оборудования КИПиА
	Тип или характеристики (бронированный, небронированный, диаметр под обжимку, диаметр брони, тип брони)	Тип или характеристики (бронированный, небронированный, диаметр под обжимку, диаметр брони, тип брони)	Тип или характеристики (бронированный, небронированный, диаметр под обжимку, диаметр брони, тип брони)
01			
02			
...			



FL1 - кабельный ввод с установочной метрической резьбой M20x1,5 для ввода кабеля снаружи диаметром 6-12 мм.

FL2 - кабельный ввод с установочной метрической резьбой M25x1,5 для ввода кабеля снаружи диаметром 12-17 мм.

FL3 - кабельный ввод с установочной метрической резьбой M32x1,5 для ввода кабеля снаружи диаметром 14-23 мм.

Рис.15.1 Пример эскиза расположения кабельных вводов на днище шкафа.

15.3.7 Комплект поставки оборудования СУВВ

Таблица 15.3.6 Комплект поставки оборудования СУВВ

№	Наименование оборудования	Количество (без учетаЗИП)	ЗИП
1	Узел СУВВ	В соответствии с количеством узлов. Состав узла в соответствии с таблицей «Комплект поставки узла СУВВ».	Для каждого наименования: 10% от общего количества по ОЛ (кроме шкафа), но не менее 1 шт.
2	Сегментный повторитель	2 шт. на 1 узел (при объединении узлов на 1 сегмент).	10% от общего количества, но не менее 1шт.
3	Преобразователь Profibus / Ethernet (для подключения СУВВ к программно-аппаратному комплексу инженера КИПиА.	2 шт. на 1 шину Profibus (до 10-ти узлов).	10% от общего количества, но не менее 1шт.
4	ПО для конфигурирования и диагностики: файлы gsd, dtm, лицензии.	1 комплект	-
5	Аксессуары для СУВВ. Внешние компенсаторы температуры холодного спая, резисторы для реализации функций диагностики, колодки для цифрового кабеля, зажимы экранов, кабельные вводы, заглушки	В соответствии с требованиями ОЛ	10% от общего количества, но не менее 1шт.
6	Комплект для диагностики сети Profibus. (заказывается по отдельному требованию).	Заказывается по отдельному требованию	-
7	Кабель Profibus (заказывается по отдельному требованию), м	Заказывается по отдельному требованию	

Таблица 15.3.7 Комплект поставки узла СУВВ

№	Наименование оборудования	Количество (без учета ЗИП)
1	Шкаф	1шт. (не требуется для РУ ТП, аппаратного зала).

2	Корзина	1шт.
3	Модуль связи	2шт.
4	Оптические преобразователи (при использовании оптоволоконной линии связи).	2шт.
5	Модуль питания	2шт.
6	Преобразователь питания	2шт.
7	Модуль ввода-вывода (каждого типа)	Количество сигналов с резервом 20% /к
8	Заглушки в неиспользуемые слоты корзины	В соответствии с количеством неиспользованных слотов
9	Аксессуары для модулей ввода-вывода (компенсаторы холодного спая, блоки резисторов и т.п.)	Количество модулей x количество каналов
10	Обогреватель шкафа	1 или 2шт.

15.3.8 Комплект услуг СУВВ

Таблица 15.3.8 Комплект услуг для СУВВ

№	Наименование оборудования	Объем
1	Шеф-монтаж представителями производителя или уполномоченными техническими специалистами (инструкторами) официального представителя в РФ.	Необходимость уточнить у Заказчика.
2	Обучающий тренинг сотрудников Заказчика (5 человек).	Необходимость уточнить у Заказчика.
3	Конфигурирование СУВВ	Необходимость уточнить у Заказчика.

15.3.9 Комплект документации СУВВ

Таблица 15.3.9 Комплект документации СУВВ

Документация	С подачей ТП (в электронном виде 1 документ – 1 файл, 300dpi, pdf)	С поставкой	
		На бумажном носителе	На электронном носителе (CD-диски или flash)
Техническая спецификация			
Техническое предложение со спецификацией, описанием, расшифровкой кода	К	К	СК
Приложение к договору (техническая спецификация).			СК
Разрешительная документация⁽¹⁾			
Сертификат соответствия ТР ТС 012/2011 на СУВВ.	К	К	СК
Сертификат (декларация) соответствия ТР ТС 020/2011, 004/2011 на СУВВ.	К	К	СК
Свидетельство об утверждении типа СИ, описание типа. Методика поверки.	К	К	СК

Сертификат соответствия ТР ТС 012/2011 на аксессуары.	К	К	СК
Техническая документация			
Техническое описание	К		СК
Руководство по монтажу и эксплуатации, габаритный чертеж, схемасоединений.		1 экз. на партию.	СК
Паспорт на каждый элемент СУВВ ⁽²⁾		О	СК
Паспорт на комплектующие		О	СК

СК – скан-копия (1 документ – 1 файл, 300dpi, pdf), К – копия, заверенная печатью и подписью Поставщика, О - оригинал, ТП – техническое предложение.

- (¹) Действующие документы на момент предоставления технической части оферты, ТП и на дату поставки.
- (²) Требования к паспорту. Паспорт (1паспорт на 1единицу оборудования, допускается 1 паспорт на несколько единиц оборудования одного типа) должен быть выполнен в соответствии с ГОСТ 2.610-2006, выдан производителем или официальным представителем в РФ. Обязательные разделы паспорта: тип устройства (полная модель с расшифровкой кода заказа), серийный номер (номера), дата выпуска, завод-изготовитель, страна производства, маркировка взрывозащиты ЕАС, межповерочный интервал, сведения о поверке, методика поверки, номер в ГРСИ, климатическое исполнение, входной и выходной сигнал, IP, уровень SIL, назначенный срок службы, перечень разрешительных документов, разделы, предусмотренные ГОСТ 2.610- 2006, гарантийный срок, подпись (с расшифровкой, должность) и печать производителя (официального представителя производителя в РФ).

15.4 Блоки питания

15.4.1 Для питания внешних входных и выходных цепей дискретных сигналов и барьеров искрозащиты должны быть предусмотрены отдельные дублированные источники питания 24В постоянного тока (питание барьеров, питание внешних цепей 24 В постоянного тока (полевых приборов и соленоидов exd)). Сигналы состояния блоков питания должны быть подключены к системе управления, для чего в ней должно быть предусмотрено соответствующее количество дискретных входов.

15.4.2 Применять дублированные блоки питания. Каждый блок питания из дублированной пары должен обеспечивать работоспособность всей подключенной схемы. Линии их подключения должны быть независимыми. Необходимо применять внешнюю диодную развязку дублированной пары блоков питания, либо использовать встроенную развязку (преимущественно). При любом варианте включения дублированной пары должна быть обеспечена возможность контроля загрузки каждого блока питания, управление распределением загрузки. Выход из строя одного блока питания из дублированной пары не должен приводить к снижению характеристик подключенной электрической цепи.

- 15.4.3 Номинальное напряжение 24В пост. тока.
- 15.4.4 Номинальный ток на выходе рассчитывается исходя из подключаемых потребителей с учётом резерва 15 % (2,5 А, 5 А, 10 А, 15 А, 20 А).
- 15.4.5 Степень защиты от влаги и пыли: не менее IP20 по ГОСТ 14254-2015 (IEC60529:2013).
- 15.4.6 Номинальное напряжение на входе 220 В пер. тока.
- 15.4.7 Номинальная частота напряжения на входе 50 Гц.
- 15.4.8 Температурный режим эксплуатации: -20...+75 °С, хранение -40...+85 °С.
При эксплуатации при температуре более 60 °С допускается изменение характеристик не более 2,5 %/ °С.
- 15.4.9 Макс. допустимая относительная влажность воздуха (при эксплуатации) менее 95 % (при 25 °С, без выпадения конденсата).
- 15.4.10 Необходимо наличие защиты от перенапряжений при переходных процессах.
- 15.4.11 КПД более 92 %.
- 15.4.12 Монтаж – горизонтальный на DIN-рейку EN 60715.
- 15.4.13 Тип подключения – винтовые зажимы, либо подпружиненные контакты.
- 15.4.14 Наличие дискретного сигнала неисправности блока питания.
Подключается на отдельный вход РСУ.
- 15.4.15 Блоки питания должны иметь устойчивость к электромагнитным помехам в соответствии с требованиями ТР ТС 020/2011 (наличие сертификата / декларации обязательно), а также рекомендациями NAMUR NE21.
- 15.4.16 Обязательно наличие светодиодного индикатора наличия питания, индикация перегрузки блока питания.
- 15.4.17 На лицевой панели блока питания должна быть отражены следующая информация: напряжение на входе, напряжение на выходе, номинальный ток на выходе. Назначение коммуникационных клемм должно быть обозначено соответствующими знаками и надписями (однозначно определяющими назначение клемм).
- 15.4.18 В блоке питания должны быть функции самодиагностики, которые позволят выявлять неисправности блока питания до выхода его из строя.
- 15.4.19 При необходимости применения специальных средств диагностики и настройки блоков питания такие устройства должны входить в поставку блоков питания – 1 шт. на партию.
- 15.4.20 Комплект документации на блок питания Таблица 15.4.1

Документация	С подачей ТП (в электронном виде1 документ – 1 файл, 300dpi, pdf)	С поставко й	
		На бумажном носителе	На электронно множителе (CD- диск или flash)
Техническая спецификация			
Техническое предложение со спецификацией, с расшифровкой кода.	К	К	СК
Разрешительная документация⁽¹⁾			
Сертификат (декларация) соответствия ТР ТС 004/2011.	К	К	СК
Сертификат (декларация) соответствия ТР ТС 020/2011.	К	К	СК
Техническая документация			
Техническое описание	К		Скан-Копия
Руководство по монтажу и эксплуатации, габаритный чертеж, схема соединений.		1 экз. на партию.	Скан-Копия
Паспорт		О	СК

СК – скан-копия (1 документ – 1 файл, 300dpi, pdf), К – копия, заверенная печатью и подписью Поставщика, О

– оригинал, ТП – техническое предложение.

⁽¹⁾ Действующие документы на момент предоставления технической части оферты, ТП и на дату поставки.

⁽²⁾ Требования к паспорту. Паспорт (1паспорт на 1единицу оборудования, допускается 1 паспорт на несколько единиц оборудования одного типа) должен быть выполнен в соответствии с ГОСТ 2.610-2006, выдан производителем или официальным представителем в РФ. Обязательные разделы паспорта: тип устройства (полная модель с расшифровкой кода заказа), серийный номер (номера), дата выпуска, завод-изготовитель, страна производства, климатическое исполнение, входной и выходной сигнал, IP, назначенный срок службы, перечень разрешительных документов, разделы, предусмотренные ГОСТ 2.610-2006, гарантийный срок, подпись (с расшифровкой, должность) и печать производителя (официального представителя производителя в РФ).

16 Программно-аппаратный комплекс инженера КИП и А (ПАК)

16.1 Назначение ПАК

Программно-аппаратный комплекс инженера КИПИА инженера КИП и А (ПАК) предназначен для непрерывной диагностики и удаленного технического обслуживания всех интеллектуальных КИПиА в объеме установки.

16.2 Состав ПАК

- Станция инженера КИП.
- Мебель для станции инженера КИП: стол 700x730x1100 (ШxВxГ) с блоком розеток, стул офисный.
- ПО для станции инженера КИП:
 - Менеджер ресурсов КИП, включая все необходимые опции для реализации требований ОЛ).
 - Дополнительное ПО для настройки КИП (РАСТware или аналогичное).
- Оборудование для подключения интеллектуальных КИПиА к станции инженера КИП по протоколу HART через барьеры искрозащиты и мультиплексоры.
 - HART-Мультиплексоры.
 - Преобразователь RS485/Ethernet, при необходимости другие преобразователи протоколов.
 - Коммутатор Ethernet.
 - Комплект для соединения поставляемого оборудования (кабель связи, коннекторы) на участке « мультиплексор
 - Преобразователь RS485/Ethernet - Коммутатор Ethernet».

- Комплект для соединения поставляемого оборудования (кабель связи, коннекторы) на участке «Коммутатор Ethernet – станция инженера КИП».
- Комплект для питания оборудование для подключения интеллектуальных КИПиА к станции инженера КИП по протоколу HART через барьеры искрозащиты и мультиплексоры (блок питания, кабель питания).
- Шкаф для оборудование для подключения интеллектуальных КИПиА к станции инженера КИП по протоколу HART через барьеры искрозащиты и мультиплексоры.
- Оборудование для подключения интеллектуальных КИПиА к станции инженера КИП по протоколу HART через систему удаленного ввода-вывода (СУВВ).
 - Преобразователь Profibus DP-V1/Ethernet.
 - Комплект для соединения поставляемого оборудования (кабель связи, коннекторы) на участке «преобразователь Profibus DP-V1/Ethernet - КоммутаторEthernet».
 - Комплект для соединения поставляемого оборудования (кабель связи, коннекторы) на участке «Коммутатор Ethernet – станция инженера КИП»
 - Комплект для питания преобразователя Profibus DP-V1/Ethernet (блок питания, кабель питания)
- Шкаф для преобразователей Profibus DP-V1/Ethernet.
- Удаленная станция инженера КИП.
- ПО для удаленной станции инженера КИП (клиент).
- Документация на поставляемое оборудование.

Состав оборудования (HART-мультиплексоры, преобразователи и т.д.) для подключения к станции инженера КИП зависит от количества сигналов, подключаемых через HART- мультиплексоры и преобразователи Profibus DP-V1/Ethernet.

16.3 Протоколы передачи данных, поддерживаемые ПАК инженера КИП

- HART (все версии, поддержка версий 5 и 7 обязательна).
- Profibus (HART over Profibus, для СУВВ).

Дополнительно по отдельному требованию Заказчиком допускается применение других цифровых протоколов (Profibus ((прямое подключение к оборудованию КИПиА), Modbus и т.д.).

16.4 Структура ПАК

16.4.1 Подключение интеллектуальных КИПиА по протоколу HART:

16.4.1.1 ПАК инженера КИП должен обеспечивать выполнение требуемых функций (раздел 5.1.2) при подключении HART-устройств к станции инженера КИП:

- Через барьеры искрозащиты и мультиплексоры (рис 16.1): HART-прибор / позиционер – барьер искрозащиты – мультиплексор (RS-485) – преобразователь RS-485 / Ethernet – коммутатор Ethernet – системный блок станции инженера КИП.
- Через СУВВ (рис 16.1): HART-прибор / позиционер – СУВВ (HART over Profibus) - преобразователь Profibus DP-V1 / Ethernet – коммутатор Ethernet – системный блок станции инженера КИП.

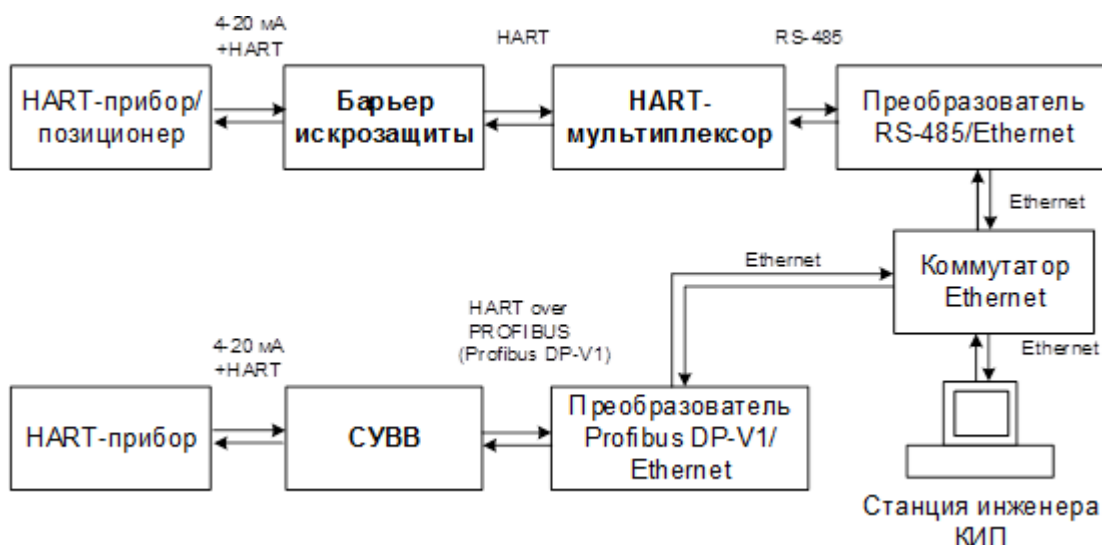


Рис. 16.1 Структурная схема подключения КИПиА к станции инженера КИП по

протоколу HART

16.5 Требования к аппаратному обеспечению станции инженера КИП

16.5.1 Рабочая станция (системный блок). Основные требования:

- Операционная система MS Windows 10, антивирус с возможностью обновления с локального носителя, Microsoft Office Professional, все необходимое программное обеспечение для полнофункционального функционирования менеджера ресурсов КИП.
- Процессор 2,8 ГГц двухъядерный (или выше)
- ОЗУ не менее 16 ГБ
- Емкость жесткого диска не менее 1 ТБ
- Плата Ethernet 2 шт.
- Порты USB (не менее 2-х шт.)
- DVD
- Видеокарта (дискретная).

16.5.2 Монитор 24", разрешение 1920x1200.

16.5.3 Клавиатура, манипулятор «мышь».

16.5.4 Комплект для питания оборудования (блок розеток смонтирован в комплектнопоставляемом столе, кабели).

16.6 Требования к программному обеспечению (ПО) для станции ПАК

16.6.1 Менеджер ресурсов КИПиА

16.6.1.1 Требования к интерфейсу оператора менеджера ресурсов КИП



Рис. 16.2 Структурная схема интерфейса пользователя менеджера ресурсов КИП

- Окно навигации. Отображение HART-устройств в виде дерева иерархии в нескольких представлениях: по структуре технологического объекта, по подключениям устройств (примеры на рис 16.3), пользовательский (настраиваемый).

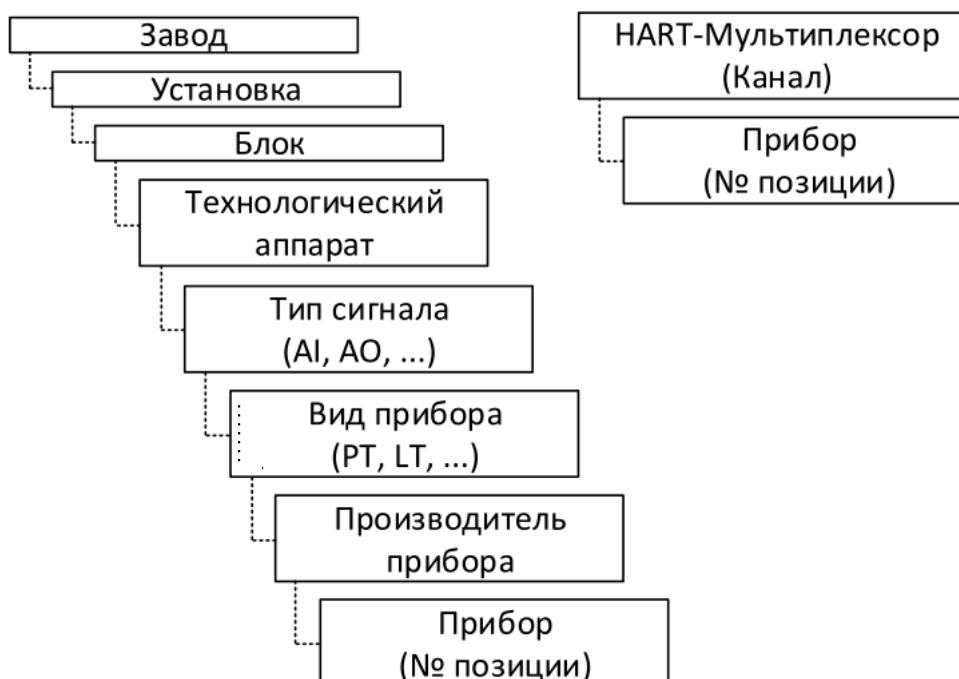


Рис. 16.3 Пример дерева иерархии

При этом пользователь должен иметь возможность создавать, изменять и настраивать конфигурацию списка устройств. Для каждого отображаемого HART-прибора необходимо наличие цветовой пиктограммы для определения состояния устройства и наличия сигнализации (в соответствии с NAMUR NE107).

Инструментарий для: диагностики, настройки и конфигурирования КИПиА; технического обслуживания КИПиА; ведения баз данных и архивов (см. раздел 16.6.2).

16.6.2 Требования к функционалу менеджера ресурсов КИП

- Интерфейс оператора для связи с КИПиА
- Обмен информации с КИПиА по цифровым протоколам (HART, HART over Profibus, Profibus, Foundation fieldbus, Modbus, ISA100.11a).
- Поддержка технологии FDT/DTM.
- Формирование списка устройств для отображения в окне навигации (раздел 5.1.1).
- Добавление, автоматическое распознавание, конфигурирование и регистрация устройств КИПиА при подключении к ним.
- Непрерывный опрос всего объема КИПиА с отображением сигналов состояния и сигнализации в окне навигации в соответствии с NAMUR NE107 (автоматизированная диагностика).
- Возможность задания пользователем приоритета и периода опроса прибора с учетом пропускной возможности сети.
- Установление связи с прибором КИПиА вручную с запуском инструментария для диагностики, настройки и конфигурирования данного устройства.
- Функции инструментария для диагностики, настройки и конфигурирования КИПиА (раздел 5.1.1):
 - Отображение показаний (тренда) и параметров, в том числе диагностической информации самодиагностики прибора в соответствии с NAMUR NE107.
 - Диагностика связи с устройством.

- Настройка, установка и калибровка прибора
- Функции инструментария технического обслуживания КИПиА (раздел 5.1.1):
 - Обработка (фильтрация) диагностической информации, механизм задается пользователем
 - Автоматизированное управление процедурами калибровок и технического обслуживания. Создание и ведение графиков проверок, настроек и калибровок приборов КИПиА, а также для оповещения о соответствующих событиях
 - Реализация прогностического обслуживания.
 - Формирование и ведение баз данных (раздел 5.1.1):
 - База данных оборудования КИПиА,
 - База данных документации на КИПиА.
 - Архив диагностической информации о состояниях оборудования КИПиА (журнал отказов КИП). Формирование отчетов.
 - Архив событий технического обслуживания: проверок, настроек, калибровок и т.д.
 - Архив изменений, выполненных пользователем в менеджере ресурсов КИП: данные настроек и калибровок приборов, конфигурация (добавление и удаление устройств) и т.д.
 - Формирование отчетов
 - Удаленная настройка КИПиА.

16.7 Требования к оборудованию для подключения КИПиА к станции ПАК

16.7.1 HART-мультиплексоры

- Функция: преобразование сигналов HART от интеллектуальных КИП и А в цифровой сигнал.
- Входной сигнал: HART (все ревизии, включая rev.5, rev.7).

Количество сигналов HART, подключаемых на 1 мультиплексор:
≤16шт.

- Выходной сигнал: RS-485, 2-х проводная схема с возможностью создания многоточечной схемы подключения (не менее 4-х устройств в шине, при проектировании не объединять в одну шину более 5-ти мультиплексоров). Скорость не менее 38400 бод, функция автоопределения скорости, возможность выбора скорости (DIP переключателями или аналогичным способом).
- Напряжение питания: 24 В пост.т. ±10%, защита от обратной полярности.
- Температурный диапазон эксплуатации: 0...+60°C.
- Относительная влажность при эксплуатации: от 5 до 95%.
- Коммуникация: поддержка FDT, наличие dtm-файла, интеграция в ПО менеджера ресурсов КИП.
- Диагностика: отказ мультиплексора, наличие связи HART, наличие связи RS-485.
- Светодиодная индикация: наличие питания. отказ мультиплексора, связь по HART, связь по RS-485.
- Монтаж: на объединительную плату с мультиплексорами, на объединительную плату с барьерами.
- Наличие встроенного резистора для подключения HART-устройств (с возможностью отключения).
- Подключение к плате шлейфом (предпочтительно) или отдельными проводниками.
- Электромагнитная совместимость в соответствии с Namur NE21.
- Соответствие уровню не менее SIL2 (для позиций ПАЗ).
- Комплект поставки: HART-мультиплексоры, объединительные платы для монтажа HART-мультиплексоров, шлейфы, комплект для монтажа и маркировки, коммуникационный файл dtm, комплект документации (копия сертификата TP TC 004/2011, 020/2011, копия сертификата SIL, паспорт.
- ЗИП: 10% от общего количества с округлением в большую сторону, но не менее 1 шт.

16.7.2 Преобразователи RS-485/Ethernet

- Функция: преобразование сигналов RS-485 от интеллектуальных КИПиА в цифровой сигнал Ethernet, асинхронный сервер.
- Входной сигнал: RS-485, 2-х проводная схема, 4-х проводная схема. Количество сигналов RS-485, подключаемых на 1 преобразователь: ≤ 4 шт. Подключение DB9 (коннектор в комплекте).
- Выходной сигнал: Ethernet 10/100 Base T(X) (разъем RJ45) – 1 шт.
- Функция преобразования: количество битов (5,6,7,8), четность (нет, чет, нечет, 0,1), стоповые биты (1,1.5,2), управление потоками данных (XON, XOFF), скорость передачи данных (50...921600 бит/с), автоматическое управление направлением передачи данных по RS-485.
- Кнопка для сброса / перезагрузки.
- Кнопки и ПО для настройки (ПО в комплекте).
- ЖК дисплей с кнопками для настройки.
- Монтаж на DIN-рейку.
- Электромагнитная совместимость.
- Напряжение питания: 24VDC $\pm 10\%$, защита от обратной полярности.
- Температурный диапазон эксплуатации: -0...+60°C.
- Относительная влажность при эксплуатации: от 5 до 95%.
- Светодиодная индикация: связь по HART, связь по Ethernet.
- Комплект поставки: преобразователи RS485/Ethernet, комплект для монтажа и маркировки, программное обеспечение + адаптер для настройки, комплект документации (копия сертификата TP TC 004/2011,020/2011, паспорт).
- ЗИП: 10% от общего количества с округлением в большую сторону, но не менее 1 шт.

16.7.3 Преобразователи Profibus DP-V1/Ethernet

Требования указаны в ОЛ-106 «Система удаленного ввода-вывода»

16.7.4 Коммутатор Ethernet

- Функция: коммуникация преобразователей RS485/Ethernet, Profibus DP-V1/Ethernet, станции инженера КИП, удаленного клиента станции инженера КИП.
- Входной / выходной сигнал: Ethernet 10/100 Base T(X) (разъем RJ45).
- Количество портов Ethernet 100 = количество преобразователей RS485/Ethernet
+ количество преобразователей Profibus DP-V1/Ethernet + 1шт. (станция инженера КИП) + 1шт. (станция инженера КИП (удаленный клиент)) + 50% запас.
- Монтаж на DIN-рейку.
- Питание: 220VAC $\pm 10\%$.
- Светодиодная индикация: связь по Ethernet.
- Комплект поставки: коммутатор(ы) Ethernet, комплект для монтажа и маркировки, программное обеспечение + адаптер для настройки, комплект документации (копия сертификата ТР ТС 004/2011, 020/2011, паспорт).
- ЗИП: 10% от общего количества с округлением в большую сторону, но не менее 1 шт.

16.8 Требования к документации

Таблица 16.1 Комплект документации ПАК

№	Документация	С подачей ТП (Требование 1 документ – 1 файл, 300dpi, pdf)	РКД	С поставкой	
				На бумажном носителе	На электронном носителе
1	Заполненный и отштампованный ОЛ	СК	СК		СК
2	Техническое предложение со спецификацией, с расшифровкой кода.	СК	СК		
Разрешительная документация					
3	Сертификат (декларация) соответствия ТР ТС 020/2011	СК	СК	К	СК
4	Сертификат (декларация) соответствия ТР ТС 004/2011	СК	СК	К	СК

Техническая документация					
5	Техническое описание	СК	СК		СК
6	Руководство по эксплуатации		СК	1 экз. на партию.	СК
7	Схема структурная комплекса технических средств		СК		СК
8	Схема внешних соединений		СК		СК
9	Требование к монтажу		СК		СК
10	Паспорт на ПАК, паспорт на каждую единицу оборудования			О (1 паспорт на 1 ед. оборудования)	СК
Специальные сертификаты					
11	Сертификат соответствия SIL2 для HART-мультиплексоров, подключенных к приборам ПАЗ	СК		К	СК

СК – скан-копия, К – копия, заверенная печатью и подписью Поставщика, О – оригинал, ТП – техническое предложение, РКД – рабочая конструкторская документация.

16.9 Комплект услуг для ПАК

16.9.1 Монтаж ПАК инженера КИП в объеме поставляемого оборудования.

16.9.2 Настройка и конфигурирование станции инженера КИП для всех HART-приборов, обеспечение полноценного функционирования менеджера ресурсов КИП. Установка всего необходимого программного обеспечения, драйверов, dtm- файлов и т.д. Тестирование связи со всеми устройствами, тестирование всего функционала ПАК в объеме всех позиций. Формирование базы данных в формате Excel для всех позиций с указанием адресов их подключения через мультиплексоры.

16.9.3 Обучение персонала заказчика (не менее 5-х человек перед поставкой в специализированном учебном центре), 10 человек на площадке Заказчика в период проведения наладочных работ.

**Лист согласования документа
Типовые технические условия
по проектированию части АТХ и на средства КИПиА для объектов
ПАО «Славнефть-ЯНОС»**

Главный метролог

Д.М. Веденеев

Начальник цеха №15

П.А. Поляков

Заместитель начальника цеха №15
по ремонту и технической политике

М.В. Балашов

Заместитель начальника цеха №15 по производственному
планированию и ремонту запорно-регулирующей арматуры

А.В.Грызунов

Заместитель начальника цеха №15 по АСУТП и ПАЗ

С.Н.Моругин

Руководитель направления
(по реализации специальных разделов проектов)
Службы директора по капитальному строительству

А.А. Чернецкий

Лист регистрации изменений

№ изм.	Дата утверждения изменения	Кем внесено изменение		Дата внесения изменения
		Подпись	Расшифровка подписи	