


УТВЕРЖДАЮ

Главный метролог

ОАО «Славнефть-ЯНОС»

 С.И.Кравец
«30» сентября 2015г.

ТИПОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
по проектированию части АТХ и на средства КИП и А
для объектов ОАО «СЛАВНЕФТЬ-ЯНОС»

Дата подготовки: сентябрь 2015г.

1. Область применения типовых условий

Настоящие типовые технические условия являются рекомендациями по проектированию полевой части АТХ (за исключением модулей ввода-вывода, контроллеров, станций РСУ и ПАЗ) для объектов ОАО «Славнефть-ЯНОС» и должны рассматриваться совместно с актуальными Типовыми техническими условиями по проектированию систем управления (часть АТХ) на установках ОАО «Славнефть-ЯНОС», утвержденными главным метрологом.

Документ «Основные технические решения. Границы проектирования и поставок КИП» является приложением и неотъемлемой частью настоящих Технических условий.

Настоящие типовые условия распространяются на следующие средства КИП и А и материалы:

- 1) Состав рабочей проектной документации по КИП и автоматике.
- 2) Преобразователи основных технологических переменных (давление, расход, уровень, температура).
- 3) Регулирующая и запорная арматура.
- 4) Датчики загазованности, аналитическое оборудование.
- 5) Барьеры искрозащиты.
- 6) Системы удаленного ввода-вывода, мультиплексорные системы.
- 7) Соединительные коробки, кабельная продукция, фитинги, вентильные блоки.
- 8) Шкафы, чехлы для монтажа / обогрева полевых приборов.

2. Состав рабочей проектной документации по КИП и автоматике.

- 1) Общие данные.
- 2) Технологическая схема, совмещенная с функциональной схемой автоматизации.
- 3) Карта блокировок или причинно-следственных связей. Допускается выпуск документа в части ТХ.
- 4) Схемы электрические внешних соединений.
- 5) Схемы монтажные КИП.
- 6) План основных кабельных трасс КИП.
- 7) План расположения оборудования и проводок.

- 8) Перечень входных/выходных сигналов DCS, PLC (таблица обработки переменных).
- 9) Схемы мнемонические.
- 10) Границы проектирования и поставок КИП (основные технические решения).
- 11) Спецификация оборудования, изделий и материалов.
- 12) Задание на штуцеры КИП аппаратов.*
- 13) Задание на обогрев импульсных линий.*
- 14) Задание на обогрев шкафов КИП.*
- 15) Совместные кабельные трассы. Задание на проектирование.*
- 16) Электроснабжение, заземление АСУ ТП и помещений. Задание на проектирование.
- 17) Запрос на техническое предложение Основной комплект КИП. В утвержденном и редактируемом виде.
- 18) Требования к документации поставщика.
- 19) Расчетная записка Измерительный элемент расхода.
- 20) Опросные листы на оборудование КИП, АСУТП в утвержденном и редактируемом виде.
- 21) Описание специальных контуров.

*По отдельному запросу.

Вся документация предоставляется Заказчику в исходном редактируемом формате (.dwg, .doc, .xls, .vsd и т.д.) при выпуске каждой официальной ревизии. Форма документов - согласно Договору.

3. Общие требования к заказной документации на полевые средств КИП и А

3.1 Требования к объему содержанию заказной документации

3.1.1 Требования к документу «Запрос на техническое предложение»

В документе «Запрос на техническое предложение» отразить следующие дополнительные требования:

3.1.1.1 При подаче технического предложения поставщик обязан представить скан-копию действующего документа (сертификат, письмо) об авторизации, выданного заводом-изготовителем или его официальным дистрибьютором (дилером) в Российской Федерации. Данный документ должен определять права на поставку и сервисное обслуживание с сохранением всех гарантийных, постгарантийных обязательств,

технического сопровождения продукции и наличие всей разрешительной документации в соответствии с действующим законодательством.

3.1.1.2 При подаче технического предложения поставщик обязан предоставить электронные цветные копии всех необходимых разрешительных документов на приборы и комплектующие (вентильные блоки, фитинги, ответные фланцы, крепеж, кабельные вводы и т.д.). Необходимо наличие электронных скан-копий сертификатов соответствия ТРТС, свидетельств об утверждении типа СИ, методики поверки, действующих на текущий момент, а также на момент предполагаемой поставки оборудования.

3.1.1.3 При подаче технического предложения поставщик обязан предоставить электронные копии руководства по монтажу, пуску, эксплуатации и техническому обслуживанию, габаритные и установочные чертежи. Вся документация должна быть представлена на русском языке, а для импортного оборудования также и на английском языке.

3.1.1.4 При подаче технического предложения поставщик обязан предоставить следующие показатели предлагаемого оборудования: показатели надежности (вероятность безотказной работы, полный срок службы (до списания), средний срок службы до капитального ремонта, средний срок хранения, среднее время восстановления работоспособного состояния или средняя оперативная продолжительность планового ремонта, средняя трудоемкость работ по восстановлению работоспособного состояния или средняя оперативная трудоемкость планового ремонта), показатели, характеризующие безопасность (назначенный срок службы, назначенный ресурс, назначенный срок хранения, вероятность безотказной работы в течение назначенного ресурса по отношению к критическим отказам (к критическому отказу) в соответствии с ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике».

3.1.1.5 При подаче технического предложения поставщик обязан представить референс-лист поставок предлагаемого оборудования на объекты нефтепереработки за последние 5 лет.

3.1.1.6 При подаче технического предложения поставщик обязан предоставить расчет расходомеров, регулирующих клапанов, диафрагм, регуляторов прямого действия, регуляторов расхода, в котором обязательно указывается скорость потока, погрешность измерения и потеря давления, число Рейнольдса при минимальном, рабочем и максимальном расходе.

3.1.1.7 В техническом предложении поставщик обязан указать полный код заказа предлагаемого оборудования и комплектующих, расшифровать каждый символ заказного кода. Словесное описание характеристик оборудования без кода заказа не допускается.

поставщик обязан указать стандарт, по которому изготавливается оборудование и комплектующие. В техническом предложении указываются полные наименования материалов и марки сталей.

3.1.1.8 В техническом предложении необходимо представить информацию о наличии аттестованных заводом-изготовителем сервисных специалистов по ремонту, наладке и диагностике предлагаемого оборудования, которыми должен обладать поставщик или копию договора с официальным сервисным центром в РФ. Поставщик арматуры, а также другого ремонтируемого оборудования, должен также иметь сертифицированный сервисный центр по ремонту предлагаемого оборудования на территории РФ. Электронные скан-копии документы о наличии сервисного центра и аттестованных специалистов должны предоставляться в комплекте с техническим предложением.

3.1.1.9 При поставке оборудования поставщик обязан предоставить оригинал свидетельства о первичной поверке по стандарту Госстандарта РФ, технический паспорт **изготовителя** (или офиц.представителя) согласно ГОСТ 2.610-2006 «Правила выполнения эксплуатационных документов», сертификаты гидроиспытаний, сертификат SIL, сертификат соответствия Nасе, сертификат заводской калибровки СИ, заверенные копии сертификатов (деклараций) ТРТС, свидетельств об утверждении типа СИ, методики поверки, руководство по монтажу и эксплуатации, техническое описание (включая габаритные чертежи). Поставщик обязан также представить электронные цветные скан-копии указанных документов на электронном носителе информации.

3.1.2 На все средства КИП и А выпускаются опросные листы.

3.1.3 Требования к документу «Опросному листу»

3.1.3.1 Опросные листы имеют унифицированные номера в соответствии с таблицей ниже

№п/п	Номер ОЛ	Тип оборудования	Основные технические решения	Технические условия
1	00	Общий опросный лист. Распространяется на все средства КИПиА по данному проекту.		П.п. 3.1.3 – 3.1.6, 3.2
2	01	Измерительный элемент расхода	Измерение Расхода Листы 6 - 16	П.п. 5, 5.1, 5.3
3	02	Ротаметр		П.п. 5, 5.6
4	03	Термодифференциальный сигнализатор расхода		П.п. 5, 5.9, 5.10
5	04	Кориолисовый расходомер		П.п. 5, 5.2
6	04.1	Проточный расходомер		П.п. 5, 5.8
7	04.1Н	Проточный расходомер (высокое давление)		П.п. 5, 5.8

№п/п	Номер ОЛ	Тип оборудования	Основные технические решения	Технические условия
8	05	Преобразователь дифференциального давления		П.п. 4, 4.1, 4.1.2.2, 4.1.2.4
9	06	Электромагнитный расходомер		П.п. 5, 5.5, 5.3.3.5
10	07	Вихревой расходомер		П.п. 5, 5.2, 5.4
11	08	Расходомер на базе трубки Пито		
12	09	Ультразвуковой накладной расходомер		П.п. 5, 5.7
13	10	РЕЗЕРВ		
14	11	Магнитный уровнемер	Измерение уровня, плотности и веса Листы 17-31	П.п. 6, 6.9
15	12	Контактор уровня		П.п. 6, 6.8
16	13	Буйковый уровнемер		П.п. 6, 6.4
17	14	Преобразователь давления (гидростатический зонд)		
18	15	Термодифференциальный сигнализатор уровня		
19	16	РЕЗЕРВ		
20	17	РЕЗЕРВ		
21	18	Измеритель уровня типа радар с волноводом		П.п. 6, 6.3
22	19	Вибрационный плотномер		П.п. 6, 6.10
23	20	РЕЗЕРВ		
24	21	Манометр	Измерение давления Листы 32-48	П.п. 4, 4.2
25	22	Дифференциальный манометр		П.п. 4, 4.1, 4.1.2.9
26	23	РЕЗЕРВ		
27	24	Преобразователь давления		П.п. 4, 4.1, 4.1.2.1
28	25	Преобразователь дифференциального давления (PDT)		П.п. 4, 4.1, 4.1.2.2,
29	26	РЕЗЕРВ		
30	27	РЕЗЕРВ		
31	28	РЕЗЕРВ		
32	29	РЕЗЕРВ		
33	30	РЕЗЕРВ		
34	31	Термометр биметаллический с гильзой	Измерение температуры Листы 49-54	П.п. 7, 7.10
35	32	РЕЗЕРВ		
36	33	РЕЗЕРВ		
37	34	РЕЗЕРВ		
38	35	Термометр сопротивления		П.п. 7, 7.6, 7.7, 7.16
39	36	Термопара с гильзой		П.п. 7, 7.2 – 7.5
40	37	Термопара многозонная		П.п. 7, 7.15
41	38	Термопара поверхностная		П.п. 7, 7.12
42	39	Преобразователь температуры		П.п. 7, 7.14
43	40	РЕЗЕРВ		

№п/п	Номер ОЛ	Тип оборудования	Основные технические решения	Технические условия
44	41	Детекторы ПДК и НКПР	Анализаторы качества Листы 55-59	П.п. 9, 7.10
45	42	РЕЗЕРВ		
46	43	Анализатор серы		
47	44	Анализатор кислорода		
48	45	РЕЗЕРВ		
49	46	Анализатор кислорода и окиси углерода		
50	47	Анализатор водорода		
51	48	РЕЗЕРВ		
52	49	Анализатор pH		
53	50	Анализатор вязкости		
54	51	Регулирующий клапан	Арматура запорная. Арматура регулирующая Листы 61-64	П.п. 12, 12.1, 12.2
55	51Н	Регулирующий клапан (высокое давление)		П.п. 12, 12.1, 12.2
56	51НL	Регулирующий клапан с ручным приводом		П.п. 12, 12.1, 12.2
57	51НН	Регулирующий клапан с ручным приводом (высокое давление)		П.п. 12, 12.1, 12.2
58	52	Отсечной клапан		П.п. 12, 12.1, 12.3
59	53	Регулятор давления		П.п. 12, 12.1
60	54	Регулятор расхода прямого действия		П.п. 12, 12.1
61	54Н	Регулятор расхода прямого действия (высокое давление)		П.п. 12, 12.1
62	55	РЕЗЕРВ		
63	56	РЕЗЕРВ		
64	57	РЕЗЕРВ		
65	58	РЕЗЕРВ		
66	59	РЕЗЕРВ		
67	60	РЕЗЕРВ		
68	61	Пневмопривод задвижек клиновых		П.п. 12, 12.4, 12.5
69	62	Пневмопривод затвора дискового поворотного (заслонки)		П.п. 12, 12.4, 12.5
70	63	Пневмопривод шарового крана		П.п. 12, 12.4, 12.5
71	63Н	Пневмопривод шарового крана (высокое давление)		П.п. 12, 12.4, 12.5
72	64	РЕЗЕРВ		
73	65	РЕЗЕРВ		
74	66	РЕЗЕРВ		
75	67	РЕЗЕРВ		
76	68	РЕЗЕРВ		
77	69	РЕЗЕРВ		
78	70	РЕЗЕРВ		

№п/п	Номер ОЛ	Тип оборудования	Основные технические решения	Технические условия
79	71	Соединительная коробка		П.п. 13.4
80	72	Чехол КИП		П.п. 13.9
81	73	Обогреваемый шкаф КИП	Термошкафы. Термочехлы. Листы 71-79	П.п. 13.9
82	74	Обогреваемый шкаф КИП (с окном на передней стенке)		П.п. 13.9
83	75	Сирена		
84	76	Пост аварийного отключения		
85	77	Фонарь		
86	78	РЕЗЕРВ		
87	79	РЕЗЕРВ		
88	80	РЕЗЕРВ		
89	81	РЕЗЕРВ		
90	82	РЕЗЕРВ		
91	83	РЕЗЕРВ		
92	84	РЕЗЕРВ		
93	85	РЕЗЕРВ		
94	86	РЕЗЕРВ		
95	87	РЕЗЕРВ		
96	88	РЕЗЕРВ		
97	89	РЕЗЕРВ		
98	90	РЕЗЕРВ		
99	91	РЕЗЕРВ		
100	92	РЕЗЕРВ		
101	93	РЕЗЕРВ		
102	94	РЕЗЕРВ		
103	95	РЕЗЕРВ		
104	96	РЕЗЕРВ		
105	97	РЕЗЕРВ		
106	98	РЕЗЕРВ		
107	99	РЕЗЕРВ		
108	100	РЕЗЕРВ	Листы 71-79	
109	101	Распределенная система управления (PCY)		П.11 Барьеры искрозащиты п.14 подключение сигналов полевого оборудования.
110	102	Система противоаварийной защиты (ПАЗ)		
111	103	РЕЗЕРВ		
112	104	Кроссовые шкафы		Типовые технические условия по проектированию систем управления (часть АТХ)
113	105	Шкафы распределения питания		
114	106	Система удаленного ввода- вывода		П.10

3.1.3.2 Опросные листы на все средства КИП и А должны включать требование: **«Положительный опыт применения (испытаний) на аналогичных позициях ОАО «Славнефть-ЯНОС». Требование излагается на листе ОЛ-00».**

3.1.3.3 Опросные листы на оборудование КИП и А должны содержать требования к комплектности.

3.1.3.4 В опросных листах указывается максимально возможная температура среды, учитывая все особенности эксплуатации аппарата (трубопровода), например, его пропарку.

3.1.3.5 В опросных листах указывать полное обозначение позиции, например, PRSA (не РТ).

3.1.3.6 В опросных листах необходимо указывать наименование измеряемой среды (при необходимости состав, концентрацию и т.п.) с целью оценки химической стойкости материалов оборудования (корпус, уплотнения и т.п.). Применение наименования НС для обозначения углеводородов не допускается.

3.1.3.7 Если измеряемой (регулируемой) средой является водяной пар, то необходимо указывать его состояние: насыщенный или перегретый.

3.1.3.8 В опросном листе необходимо указывать способ удаления агрессивной среды из трубопроводов.

3.1.4 На одной установке рекомендуется (по согласованию с заказчиком) унифицировать по PN номенклатуру фланцевого присоединения для измерения / сигнализации одного параметра. Например, для радарных уровнемеров с давлениями среды до 4МПа применять фланцы PN40.

3.1.5 На нефтепродуктах не применять фланцы с плоской уплотнительной поверхностью (например, исп. 1 по ГОСТ 12815-80).

3.1.6. В опросном листе и спецификации необходимо предусмотреть ЗИП по оборудованию в объеме 10%, но не менее 1 единицы каждого типа. Требования к встраиваемым СИ указаны в конкретном техническом задании.

3.2 Общие требования к КИП

3.2.1 Средства измерений должны иметь нормированные значения основной и дополнительных погрешностей, вызванных изменением температуры окружающей среды, характеристик питания и т.п.

3.2.2 Оборудование, предназначенное для применения в схемах ПАЗ, должно иметь возможность использования в системах ПАЗ согласно требованиям SIL2 в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61508 и ГОСТ Р МЭК 61511 (IEC 61508/IEC 61511-1).

3.2.3 Приборы должны иметь дисплей с возможностью выбора русского и английского (только импортные приборы) меню. Дисплей должен обеспечивать возможность просмотра измеренной и диагностической информации, а также возможность полнофункциональной настройки средства КИП и А.

3.2.4 В приборе должна быть предусмотрена самодиагностика всех его узлов согласно рекомендациям Namur NE107.

3.2.5 Назначенный срок службы прибора не менее 10 лет (при условиях эксплуатации, указанных в ОЛ).

3.2.6 Прибор должен быть устойчив к промышленной вибрации (20-200Гц) и иметь документальное подтверждение

3.2.7 Корпус прибора: алюминий с покрытием или нержавеющая сталь.

3.2.8 Оборудование КИП и А преимущественно должно иметь вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь». Для отдельных видов оборудования допускается применение других видов взрывозащиты (см. соответствующий раздел). Искробезопасные приборы должны иметь напряжение питания не более 15В, которое обеспечивается применяемыми барьерами искрозащиты.

3.2.9 Выходной сигнал аналоговых датчиков: 4-20мА+HART (версия не ниже HART 7) согласно Namur NE43 (пределы выходного сигнала 3.8...20.5мА, реакция на неисправности (настраиваемая) 2...3.6мА, 21-23мА), дискретных датчиков: Namur (IEC 60947-5-6). Выходной сигнал типа «сухой контакт» (преимущественно позолоченные контакты) применяется в особо указанных случаях.

3.2.10 Климатическое исполнение оборудования КИП и А должно соответствовать условиям эксплуатации. Температура окружающей среды от -40 до +65°C. Степень защиты от влаги и пыли не ниже IP54.

3.2.11 Все полевые приборы комплектуются герметичными кабельными вводами (никелированная латунь) для бронированного кабеля (если иное не указано в конкретном техническом задании). Кабельный ввод должен подходить для всех типов брони. В опросном листе на прибор необходимо указать тип кабеля и диаметры под обжимку. В закрытых помещениях применяются небронированные кабели. Кабельный ввод имеет вид взрывозащиты Exd.

3.2.12 Все встраиваемые приборы должны иметь уплотнительную поверхность исп.3 (впадина) по ГОСТ 12815-80 (при давлении измеряемой среды < 6.3 МПа) или исп.7 (при

давлении измеряемой среды ≥ 6.3 МПа) по ГОСТ 12815-80, уровнемеры, фланцевые сигнализаторы уровня, гильзы термопар и термометров, погружные расходомеры, погружные сигнализаторы расхода, фланцевые преобразователи гидростатического давления: исп.2 (выступ) по ГОСТ 12815-80 (при давлении измеряемой среды < 6.3 МПа) или исп.7 (при давлении измеряемой среды ≥ 6.3 МПа). В комплекте с уровнемерами, расходомерами, диафрагмами, регулирующей и отсечной арматурой должны поставляться ответные фланцы, прокладки (для фланцев исп. выступ-впадина СНП), крепеж. Кромки ответных фланцев под приварку должны соответствовать размерам труб, к которым они будут приварены согласно документу «Классы трубопроводов и арматуры» от ЗАО «Нефтехимпроект».

3.2.13 Условный диаметр оборудования, встраиваемого в технологический трубопровод, не может быть меньше 0.5 условного диаметра трубопровода. Условный диаметр оборудования не может быть больше условного диаметра трубопровода.

3.2.14 Проектной спецификацией по каждому типу приборов и средств КИП должен быть предусмотрен 10% резерв, но не менее одного прибора или устройства каждого типа. Объем и тип резерва дополнительно согласовывается с Заказчиком.

3.2.15 Оборудование КИП и А должно поддерживать технологию FDT, интеграцию в программное обеспечение Pactware, PRM, AMS. В комплекте с оборудованием поставляется коммуникатор типа Laptop с необходимыми драйверами dtm и dd, который должен обеспечивать возможность сервисной настройки оборудования.

3.2.16 Оборудование КИП должно иметь возможность поворота блока дисплея на угол не менее 180°.

3.2.17 Оборудование КИП и арматура, подверженное воздействию сероводорода, должны обладать стойкостью к растрескиванию в средах, содержащих сероводород в соответствии с ГОСТ ISO 3183-2012, ГОСТ Р 53679-2009 (ISO 15156-1:2001), NACE MR 0175/ISO 15156-1. Предоставление сертификата обязательно.

3.2.18 Электрическое подключение к средствам КИП и А (за исключением соединительных коробок) осуществить посредством кабельного ввода Exd с резьбой ½" NPT или M20x1.5. Для неиспользуемых кабельных вводов д.б. предусмотрены металлические заглушки.

3.2.19 Средства КИП и А должны иметь отдельный отсек для электрических подключений и отдельный отсек для дисплея.

3.2.20 Оборудование КИП и А должно иметь преимущественно пружинные контакты для подключения электрических сигналов.

3.2.21 Все оборудование КИП и А должно быть рассчитано на непрерывную работу с сохранением заявленных характеристик в течение заявленного срока эксплуатации. Межповерочный интервал средств измерений (безусловный) не менее 3 лет.

3.2.22 Каждая единица оборудования КИП должна иметь в комплекте шильдик из нержавеющей стали с указанием тега.

3.2.23 Все составные части прибора (корпус, буюк/зонд уровнемера, центрирующие устройства, фланцевые крышки и т.п.) должны быть произведены изготовителем соответствующего оборудования и не могут быть заменены на аналоги поставщиком оборудования.

3.2.24 Оборудование КИП и А должно поставляться в транспортной таре – ящиках по ГОСТ 2991, ГОСТ 9142, ГОСТ 10198.

4 Измерение давления

4.1 Преобразователи избыточного, абсолютного, дифференциального, гидростатического давления

4.1.1 Дополнительные (к общим) требования к характеристикам и показателям

4.1.1.1 Преобразователи давления должны быть микропроцессорными.

4.1.1.2 Вид взрывозащиты – искробезопасная электрическая цепь.

4.1.1.3 Допустимая основная приведенная погрешность измерения: не более 0.075%.

4.1.1.4 Глубина перестройки шкалы преобразования: не менее 100:1 для преобразователей дифференциального давления, не менее 30:1 для преобразователей давления с сохранением заявленной точности.

4.1.1.5 Время реакции токового выхода (T90): не более 300мс.

4.1.1.6 Преобразователь должен иметь настраиваемое время демпфирования выходного сигнала.

4.1.1.7 Преобразователь должен быть откалиброван на заводе-изготовителе в соответствии с требованиями ОЛ.

4.1.1.8 Преобразователь должен иметь функцию самодиагностики микропроцессорного модуля, аппаратных ошибок, ошибок конфигурирования, температуры измерительной ячейки.

4.1.1.9 Преобразователи дифференциального давления должны иметь функцию реверсирования «+» и «-» камер, наличие дренажей камер (по отдельному запросу).

- 4.1.1.10 Если измеряемая среда содержит водород или водородсодержащий газ (ВСГ), мембрана преобразователя должна иметь защиту от проникновения атомов водорода.
- 4.1.1.11 Материал мембраны, уплотнения измерительной ячейки, а также других частей, контактирующих с измеряемой средой должен обладать необходимой химической стойкостью (с учетом рабочего давления и температуры).
- 4.1.1.12 Преобразователи давления без приварной мембраны (например, с керамической ячейкой) должны иметь дополнительное газонепроницаемое уплотнение.
- 4.1.1.13 Преобразователь давления должен иметь диапазон температур измеряемой среды от -40 до +120°C.
- 4.1.1.14 Фланцевые крышки датчиков дифференциального давления должны быть из нержавеющей стали. Если нержавеющая сталь не обладает химической стойкостью к измеряемой среде, то фланцевые крышки должны быть изготовлены из химически стойкого материала.
- 4.1.1.15 Преобразователи давления должны иметь документальное подтверждение возможности изменения шкалы преобразования в пределах диапазона измерения ячейки без необходимости проведения повторной поверки (калибровки).
- 4.1.1.16 Измерительная ячейка должна обеспечивать возможность измерения давления (дифференциального давления) с 50% запасом по отношению к верхнему значению предела измерения.
- 4.1.1.17 Для измерения разрежения в печах применяются преобразователи дифференциального давления или фланцевые датчики давления.
- 4.1.1.18 Применение мембранных разделителей допускается только по согласованию с Заказчиком.
- 4.1.1.19 Присоединение резьбовых преобразователей давления (кроме СБТУ): внешняя резьба ½" NPT (на приборе), без дополнительных переходников.
- 4.1.1.20 Присоединение резьбовых преобразователей давления на СБТУ): внешняя резьба M20x1.5 (манометрическая).
- 4.1.1.21 Присоединение фланцевых преобразователей давления, преобразователей дифференциального давления: прямой монтаж вентильного блока, внутренняя резьба ¼" NPT на фланцевых крышках.

4.1.2 Требования к монтажу и комплектности поставки

4.1.2.1 Монтаж преобразователей избыточного и абсолютного давления производится в соответствии с ОТР (листы 37, 38, 41, 46, 47), для контроля давления в бачках торцевого уплотнения насосов – в соответствии с ОТР (лист 36)

4.1.2.2 Монтаж преобразователей дифференциального давления и производится в соответствии с ОТР (лист 42, 43)

4.1.2.3 Монтаж преобразователей гидростатического давления производится в соответствии с ОТР (лист 26)

4.1.2.4 Монтажа преобразователей разрежения на печи выполняется согласно ОТР лист 40, отбор разрежения должен быть минимальной длины и иметь уклон 10°C (преобразователь выше отбора) с целью исключения накопления конденсата.

4.1.2.5 Комплект поставки преобразователей избыточного и абсолютного давления (за исключением бачков торцевого уплотнения насосов): фитинг под обжимное кольцо для подключения импульсной линии 12х1 мм или 12х2мм, 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).

Варианты 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, 2150CDAHHBAA.

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

4.1.2.7 Комплект поставки преобразователей дифференциального давления: два фитинга под обжимное кольцо для подключения импульсной линии 12х1 мм или 12х2мм, трехвентильный 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).

Варианты 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, 3154CDАННВБАА.

4.1.2.8 Комплект поставки преобразователей гидростатического давления: ответный фланец, крепеж, прокладки, промывочное кольцо с отверстиями Rc1/2" или NPT 1/2" (+заглушки), монтажный кронштейн преобразователя на трубу 2"(предпочтительно плоского типа), кабельный ввод, заглушка кабельного ввода (при необходимости).

4.1.2.9 Монтаж преобразователей дифференциального давления производится в соответствии с ОТР (лист 42, 43)

4.2 Манометры

4.2.1 Диапазон измерения манометра должен находиться во второй трети шкалы манометра. Манометр должен иметь диаметр корпуса (циферблат) диаметром 160мм. Корпус манометра изготавливается из нержавеющей или углеродистой стали.

4.2.2 Манометр должен быть оснащен передвижным указателем критического значения давления. Указатель должен быть красного цвета.

4.2.3 Обвязка манометра должна производиться согласно ОТР (листы 32-36, 39, 45) Для манометров применить тип присоединения – внешняя резьба M20x1.5 (манометрическая).

4.2.4 Температурный диапазон манометра должен соответствовать расчетной температуре измеряемой среды.

4.2.5 Манометры должны быть рассчитаны на перегрузку не менее 30 % от шкалы. Если манометр не выдерживает расчетное давление, он должен быть доукомплектован, соответствующим съемным устройством защиты от перегрузок. Съемное 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.

4.2.6 Манометры, устанавливаемые на позиции, где возможны пульсации и вибрации (насосы, компрессоры) необходимо укомплектовывать съемными 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.

4.2.7 В обоснованных случаях манометры должны укомплектованы охладителями для предотвращения термических ожогов персонала при их демонтаже. В качестве охладителя может быть использовано устройство с резьбовым типом соединения (внутренняя М20х1,5 для присоединения манометра, наружная М20х1,5 для присоединения к процессу). Характеристики охладителя должны удовлетворять расчетным значениям температуры точки измерения.

5. Измерение расхода

Для измерения / сигнализации расхода применяются вихревые, кориолисовые, накладные ультразвуковые, термомассовые, электромагнитные расходомеры (в исключительных случаях), а также расходомеры на базе стандартных сужающих устройств, трубок Пито.

5.1 Дополнительные требования к заказной документации на преобразователи расхода

5.1.1 В опросном листе для каждой позиции необходимо обязательно указать минимальный, номинальный и максимальный расход, а также максимально допустимую потерю давления на расходомере и допускаемую погрешность.

5.1.2 Для газов необходимо указать молярную массу, для водяного пара – состояние (насыщенный, перегретый).

Рекомендуемые единицы измерения: для кориолисовых расходомеров, вихревых для пара, термально-массовых – кг/ч или т/ч, ультразвуковых м³/ч, – кг/ч, в остальных случаях – м³/ч.

5.1.3 В ОЛ при необходимости, указать максимальные габаритные размеры и массу расходомера. При интеграции расходомеров в существующий проект необходимо указать максимально возможные габариты и массу расходомера.

В опросных листах на кориолисовые, ультразвуковые расходомеры для жидкостей указать процентное содержание газовой фазы.

5.1.4 При подаче технического предложения поставщик обязан предоставить расчет расходомера, в котором обязательно указывается скорость потока, погрешность измерения и потеря давления, число Рейнольдса при минимальном, рабочем и максимальном расходе. Скорость среды для жидкостей не должна превышать 10м/с, для газов и пара – половину скорости звука.

5.1.5 Сужающее устройство (диафрагма) с приваренными отборами должно поставляться с установленными штуцерами и отсечными вентилями, полностью испытанное и готовое к установке на трубопровод.

5.2 Измерение расхода на хозрасчетных позициях и на позициях, задействованных в расчете материальных балансов

5.2.1 Применить расходомеры, сертифицированные для применения в учетно-расчетных операциях.

5.2.2 Основной принцип измерения – массовый (кориолисовый). Для насыщенного водяного пара применить вихревые расходомеры со встроенным термометром сопротивления, для воды Ду200 и выше – накладные ультразвуковые с дополнительным входом от внешнего термометра сопротивления и автоматическим пересчетом в массовый расход. Кориолисовый и вихревой расходомеры д.б. компактного исполнения (преобразователь имеет интегральный монтаж с сенсором). Диафрагмы (FQR) на базе ИГСУ не применяются.

5.2.3 Допустимые погрешности измерения: Кориолисовые расходомеры – 0.15%отн. для жидкости, 0.35%отн. - для газа. Плотность: $\pm 10 \text{ кг/м}^3$. Вихревые со встроенным термометром сопротивления для насыщенного пара – 2%отн. по массе, ультразвуковые – 0.5% отн.

5.2.4 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.

5.2.5 Для повышения точности измерений вывод массового расхода с кориолисового расходомера организовать по протоколу HART через систему удаленного ввода типа Excom, если позиция не является регулирующей. Если требуется вывести несколько переменных HART с кориолисового массового расходомера (массовый расход, объемный расход, плотность, температура) необходимо действовать следующим образом: подключение к PCU реализовать через систему удаленного ввода Excom (модуль аналогового ввода АИИ41Ех (или АИИ40Ех) содержит встроенный HART-мультиплексор), Выход HART №1 – массовый расход, Выход 4-20мА – объемный расход или плотность, Выход HART №2 - температура.

5.2.6 Монтаж кориолисовых расходомеров необходимо производить в соответствии с ОТР (лист 10)

5.3 Применение расходомеров на базе стандартных сужающих устройств. Условия применения и дополнительные (к общим) требования к техническим характеристикам.

5.3.1 Применяются диафрагмы по ГОСТ 8.586.1-2005 ГСИ.

5.3.2 Перед применением необходимо произвести расчет при помощи сертифицированного программного обеспечения.

5.3.3 Диафрагмы не применяются в следующих случаях:

5.3.3.1 Диафрагму невозможно рассчитать при помощи сертифицированного программного обеспечения. Применить вихревой, ультразвуковой накладной, кориолисовый расходомер.

5.3.3.1 При $D_u < 50$. Применить вихревой, ультразвуковой накладной, кориолисовый расходомер.

5.3.3.2 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)).

5.3.3.3 Если требуется допустимая погрешность измерения расхода $\leq 1\%$ от диапазона измерения. Применить кориолисовый, вихревой (для жидкости), ультразвуковой расходомер (для жидкости).

5.3.3.4 Если отношение максимального измеряемого расхода к минимальному измеряемому расходу (turn down) с заданной точностью более 10. Применить вихревой, ультразвуковой накладной, кориолисовый расходомер.

5.3.3.5 При измерении жидкостей с динамической вязкостью более 50сП. Применить для электропроводных жидкостей – электромагнитный расходомер, для неэлектропроводных – накладной ультразвуковой или массовый расходомер.

5.3.3.6 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.

5.3.3.7 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.

5.3.3.8 Для измерения расхода коррозионных сред. Применить накладной ультразвуковой расходомер.

5.3.3.9 При рабочем давлении измеряемой среды выше 6 МПа. Применить вихревой, ультразвуковой накладной, массовый или электромагнитный расходомер преимущественно компактного исполнения.

5.3.3.10 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 и более парами датчиков.

5.3.3.11 В состав заказной документации обязательно включить расчет диафрагм по сертифицированной программе. Расчет диафрагмы производит проектный институт.

5.3.4 По возможности избегать применения мембранных разделителей и капилляров.

5.3.5 Монтаж диафрагм производить в соответствии с ОТР (листы 6 - 9). При монтаже диафрагм руководствоваться следующим:

5.3.5.1 Монтаж только на горизонтальных участках.

5.3.5.2 Тип арматуры коренных вентилей – ЗКС.

5.3.5.3 При Тизм.среды $\geq 200^{\circ}\text{C}$ применить приварную коренную арматуру с обваркой при монтаже.

5.3.5.4 При Ризм.среды $\geq 6,3$ МПа применить приварную коренную арматуру.

5.3.5.5 Диафрагма должна поставляться в сборе, быть испытана и готова к установке на трубопровод.

5.4 Вихревые расходомеры. Условия применения и дополнительные (к общим) требования к техническим характеристикам.

5.4.1 Перед применением вихревых расходомеров необходимо произвести предварительную проверку (расчет) возможности применения при помощи специализированного программного обеспечения или запросить ЯНОС или включить в опросный лист «Расходомер проточный». Погрешность при минимально возможном, рабочем и максимально возможном расходе не должна превышать допустимую.

5.4.2 Вихревые расходомеры должны иметь возможность программной компенсации длины прямых участков.

5.4.3 Вихревые расходомеры должны иметь возможность беспроливной поверки.

5.4.4 Для измерения расхода пара и в других обоснованных случаях вихревые расходомеры должны иметь встроенный термометр для компенсации изменения температуры измеряемой среды.

5.4.5 Не применять вихревые расходомеры для измерения расхода жидкостей с расходом менее $0,1 \text{ м}^3/\text{ч}$.

5.4.6. Монтаж вихревых расходомеров, а также требования к прямым участкам для них приведены в ОТР (лист 11)

5.5 Электромагнитные расходомеры. Условия применения и дополнительные (к общим) требования к техническим характеристикам.

5.5.1 Применять только для измерения расхода воды при условии дополнительного согласования с Заказчиком. Уплотнительная поверхность фланцев расходомеров: исп.1 по ГОСТ 12815-80.

5.5.2 Не применять в условиях сильных электромагнитных полей.

5.6 Ротаметры. Условия применения и дополнительные (к общим) требования к техническим характеристикам.

5.6.1 Применять только в исключительных случаях и только по согласованию с ЯНОС.

5.6.2 Применение на загрязненных средах не допускается.

5.6.3 Монтаж только на вертикальном восходящем потоке.

5.7 Ультразвуковые накладные расходомеры. Условия применения и дополнительные (к общим) требования к техническим характеристикам.

5.7.1 Применять для измерения расхода жидкостей. Применение на газе – в исключительном случае и только по письменному согласованию с ЯНОС.

5.7.2 Основные возможные применения: измерение расхода вязких жидкостей; измерение расхода абразивных сред; измерение расхода агрессивных, коррозионных сред; Измерение расхода жидкостей $Du > 300$; измерение расхода жидкостей с $P_{раб}$ более 6,0 МПа и $T_{раб}$ более 300°C (до +400°C) (одновременно). Если требуется широкий диапазон измерения расхода за пределами работы стандартных врезных расходомеров. Для ультразвуковых расходомеров скорость жидкости д.б. от 0.01 м/с (заявленная точность от 0.5 м/с, чувствительность от 0.01 м/с) до 25 м/с. Для применения вместо диафрагм на трубопроводах $Du < 50$, где невозможно применение вихревого и электромагнитного расходомера. Если требуется установка на действующий трубопровод без врезки. Ограничения по применению: суммарное кол-во примесей до 10% об, Температура трубопровода выше +400°C.

5.7.3 Дополнительные требования к опросному листу на накладные ультразвуковые расходомеры:

5.7.3.1 Время импульсный и доплеровский метод измерения в одном приборе (для обеспечения надежности измерения).

5.7.3.2 В комплекте с расходомером поставляется шкаф для вторичного прибора.

5.7.3.3 При монтаже ультразвуковых расходомеров предусмотреть замену участка трубопровода, на который будет монтироваться расходомер.

5.7.3.4 Встроенная температурная компенсация датчиков.

5.7.4. Монтаж накладных ультразвуковых расходомеров, а также требования к прямым участкам для них приведены в ОТР (лист 14)

5.8 При невозможности определить предпочтительный тип врезного расходомера рекомендуется выпустить опросный лист «Расходомер проточный» без указания конкретного метода измерения.

5.9 Для сигнализации расхода газа на факел применить термодифференциальные сигнализаторы расхода с фланцевым присоединением, взрывозащиты Exd. Ответный фланец, прокладку и крепеж включить в поставку прибора.

5.9.1 Монтаж термодифференциальных сигнализаторов расхода, а также требования к прямым участкам для них приведены в ОТР (листы 12, 13)

5.10 Для измерения расхода газа на факел применить врезные многолучевые ультразвуковые расходомеры или термодифференциальные расходомеры с фланцевым присоединением к процессу. Принцип измерения согласовать с Заказчиком.

6. Измерение уровня

6.1 Для измерения уровня применяются радарные, буйковые, емкостные, магнитострикционные, гидростатические, магнитные уровнемеры, погружные зонды глубины.

6.2 Для сигнализации уровня применяются вибрационные, ультразвуковые, термодифференциальные, поплавковые (в исключительных случаях) контакторы уровня.

6.3 Радарные уровнемеры. Условия применения, дополнительные требования к техническим характеристикам и монтажу.

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

6.3.1.1 измерения уровня раздела фаз;

6.3.1.2 измерение уровня вязких жидкостей (уточняется в конкретном техническом задании);

- 6.3.1.3 измерения уровня газового конденсата в приемных газовых сепараторах;
- 6.3.1.4 измерения уровня в аппаратах (емкостях), в которых по технологическим особенностям возможно расслоение измеряемой среды;
- 6.3.1.5 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.
- 6.3.2 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 (листы 21 – 24).
- 6.3.3 Уровнемеры должны быть только заводского фланцевого исполнения DN80. При рабочей температуре измеряемой среды более 250°C условный диаметр фланца уровнемера, условный диаметр присоединительного фланца и условный диаметр измерительной колонки д.б. одинаковыми DN80, чтобы обеспечить определенное состояние металлического центрирующего диска относительно стенки колонки.
- 6.3.4 Уровнемерная колонка д.б. постоянного диаметра DN80. Для измерения сред с температурой до +200 °C на действующих позициях допускается применение сужение существующей уровнемерной колонки Ду100 до монтажного фланца DN80.
- 6.3.5 Уровнемеры должны иметь стержневой зонд из нержавеющей стали. При длине зонда более 4000мм зонд должен быть составным из частей по 2м. 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°C центрирующее устройство д.б. из непроводящего материала (PEEK или PTFE), монтироваться при необходимости в любой части зонда. При температуре измеряемой среды более 250°C центрирующее устройство м.б. из непроводящего материала (керамика) или из нержавеющей стали.
- 6.3.6 В опросном листе на рефлекс-радарный уровнемер необходимо указать четко определенную длину зонда, равную расстоянию от уплотнительной поверхности монтажного фланца до нижнего отбора плюс 100мм. Касание зонда дна колонки не допускается.
- 6.3.7 В опросном листе на рефлекс-радарный уровнемер необходимо указать наличие пены и кипения.
- 6.3.8 Рефлекс-радарный уровнемер должен иметь возможность поверки без демонтажа фланца уровнемера, отраженную в соответствующей методике поверки.

6.3.9 Рефлекс-радарный уровнемер должен иметь возможность автоматизированной программной компенсации ложных эхо-помех.

6.3.10 Прибор должен иметь встроенный модуль памяти для хранения данных (параметры настройки, измеренные значения, эхо-кривые).

6.3.11 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.

6.3.12 При работе на углеводородах датчик должен иметь дополнительный газонепроницаемый ввод.

6.3.13 Уровнемер должен иметь функцию динамической компенсации эхо-помех.

6.3.14 Прибор должен иметь фланцы из нержавеющей стали.

6.3.15 Прибор должен иметь погрешность измерения уровня не более 3мм.

6.3.16 Прибор должен иметь диагностику состояния зонда, а также поддерживать диагностику по стандарту Namur NE107.

6.3.17 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 dk верхнего продукта.

6.3.18 Для измерения уровня продукта в резервуарных парках с диапазоном более 4м, в особенности агрессивных сред могут применяться бесконтактные радарные уровнемеры с рупорной или стержневой антенной. Возможность их применения указывается в конкретном техническом задании.

6.4 Буйковые уровнемеры. Условия применения, дополнительные требования к техническим характеристикам и монтажу.

6.4.1 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.

6.4.2 Уровнемеры должны монтироваться на выносных колонках. При монтаже дублированных приборов для каждого прибора предусмотреть отдельные штуцеры.

6.4.3 Монтаж буйкового уровнемера отражен в ОТР (листы 19, 20)

6.4.4 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.

6.4.5 В опросном листе на буйковый уровнемер, предназначенный для измерения уровня, указывается также наименование и **рабочая плотность газа**.

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

6.4.7 Допустимая погрешность измерения: не более 1%.

6.4.8 В буйковом уровнемере должна быть предусмотрена возможность уменьшения длины подвеса без применения сварки.

6.4.9 В буйковом уровнемере должна быть предусмотрена возможность программной корректировки плотности измеряемой среды без дополнительной калибровки.

6.5 Магнитострикционные уровнемеры

Применяются в парковом хозяйстве для измерения уровня раздела фаз в дренажных емкостях, в которых отсутствует четкий раздел фаз (разность плотностей не менее 110 кг/м³). Применять в парковом хозяйстве для измерения общего уровня и уровня раздела фаз одним прибором, если разность плотностей верхнего и нижнего продуктов не менее 110 кг/м³.

6.6. Емкостные уровнемеры

6.6.1 Применяются для измерения уровня раздела фаз нефть-соленая вода в электродегидраторах.

6.6.2 Монтируются в уровнемерные колонки согласно ОТР (листы 21 – 24). При этом в зависимости от конструкции электродегидратора для четкого измерения уровня раздела фаз применяется 3-5 отборов для каждой уровнемерной колонки.

6.7 Гидростатические уровнемеры

6.7.1 Применяются преимущественно для измерения уровня в резервуарах с нефтепродуктами.

6.7.2 Предусмотреть применение промывочного кольца с штуцером для прокачки (промывки).

6.7.3 Монтаж согласно ОТР (лист 26)

6.8 Контактторы уровня

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

6.8.2 Для сигнализации уровня продукта с температурой до +280°C и плотностью ≥ 400 кг/м³ применяются вибрационные контакторы уровня с выходным сигналом Namur EN50227, вид взрывозащиты «искробезопасная цепь».

6.8.3 При монтаже сигнализаторов на резервуар (ОТР лист 29) применяется присоединение внешняя резьба 1" NPT, на бачок торцевого уплотнения (ОТР лист 30) – внешняя резьба 3/4" NPT, в остальных случаях при давлении измеряемой среды менее 6.3 МПа применяется фланцевое присоединение Ду50Ру40 исп.2 (выступ) по ГОСТ 12815-80, ≥ 6.3 МПа – Ду50Ру40 исп.7 по ГОСТ 12815-80 ОТР (листы 27,28).

6.8.4 В опросном листе на вибрационный контактор уровня обязательно указывается следующая информация: плотность продукта при рабочих условиях, вязкость продукта при рабочих условиях.

6.8.5 Дополнительные требования к техническим характеристикам:

6.8.5.1 прибор должен иметь дополнительный газонепроницаемый ввод (за исключением бачков торцевого уплотнения насосов и применений на воде);

6.8.5.2 прибор должен иметь функцию самодиагностики повреждения вилки;

6.8.5.3 прибор должен иметь функцию самодиагностики блока электроники;

6.8.5.4 прибор должен иметь настройку чувствительности в зависимости от плотности среды;

6.8.5.5 прибор должен иметь переключатели на режим работы: обнаружение среды или обнаружение отсутствия среды;

6.8.5.6 прибор должен иметь индикаторы питания, состояния переключения и неисправностей;

6.8.5.7 воспроизводимость срабатывания контактора уровня не хуже ± 1 мм;

6.8.5.8 контакторы уровня должны иметь документально подтвержденную коррекцию изменения массы вилки вследствие отложений или влияния коррозии;

6.8.6 для сигнализации уровня продукта с температурой выше +280°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. Монтаж согласно ОТР (лист 27);

6.8.7 по отдельному согласованию с Заказчиком допускается применение емкостных сигнализаторов уровня.

6.9 Магнитные указатели уровня

6.9.1 Монтаж указателей уровня согласно ОТР (листы 17, 18).

6.9.2 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.

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

6.10 Плотномеры вибрационные

6.10.1 Монтаж вибрационных плотномеров аналогичен монтажу контакторов уровня и выполняется согласно ОТР (лист 28)

7. Измерение температуры

7.1 Для измерения температуры применяются термопары, термометры сопротивления, пирометры (в исключительных случаях), местные термометры.

7.2 Монтаж средств измерения температуры производится в соответствии с ОТР (листы 49-54). Термопары применяются в комплекте с защитными гильзами. Присоединение преобразователей температуры к защитным гильзам резьбовой М20х1.5 под прокладку из отожженной меди.

7.3 Для измерения применяются термопары с гильзами калибровки хромель-алюмель (тип ХА по ГОСТ Р 8.585-2001) с фланцевым присоединением по классу точности 1, с изолированным рабочим спаем.

7.4 Для измерения температуры выше 300°С применяются цельноточенные гильзы.

7.5 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 2000мм, она указывается конкретно в соответствии с РКД на технологическое оборудование.

7.6 Измерение температур подшипников насосов, если иное не будет предложено поставщиком насосов, - виброустойчивые термометры сопротивления градуировки Pt100 (Альфа = $0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ по ГОСТ Р 8.625-2006), присоединение M8x1, длина гильзы - 20мм, прижимная пружина; резьбовое M8x1 без прижимной пружины датчиков, без головки, в защитном чехле типа d5, с монтажной длиной не менее 100мм и длиной провода не менее 3150мм 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.

7.7 Для измерения температуры в СБТУ применяется присоединение гильзы – резьба M20x1.5, шкала преобразования -50...+100°C. Термометр сопротивления Pt100. Схема подключения 4-х проводная.

7.8 Линеаризация сигнала и компенсация температуры холодного спая осуществляется в барьере искрозащиты или системе удаленного ввода-вывода. При этом в одном проекте применяется не более четырех разных шкал преобразования. Минимальный размах шкалы: 100°C.

7.9 Типовой ряд шкал:

-50...+100°C (в основном СБТУ и температура подшипников насосов), 0-200°C, 0...400 °C, 0...1200°C.

7.10 В качестве местных термометров применить биметаллические термометры с вращающимся индикатором. Присоединение местных термометров - M20x1.5. Гильзы для показывающих термометров аналогичны гильзам идущими в комплекте с термопарами (см. п.п. 7.3-7.5) Монтаж местных термометров производится в соответствии с ОТР (листы 49-50)

7.11 В опросных листах на термопары, встраиваемые в трубопроводы, указать скорости потоков.

7.12 Поверхностные термопары должны привариваться к стенкам трубопровода змеевика.

7.13 Присоединение поверхностных термопар к стенкам технологических аппаратов должно соответствовать типу присоединения, указанному в РКД на аппарат.

7.14 Интеллектуальные датчики с преобразователями в токовый сигнал 4-20 мА, устанавливаемые в “голове” термопары применять только по особому требованию.

7.15 На многозонные термопары прикладывается детальный чертеж аппарата, в котором будет смонтирована термопара.

7.16 Измерение температур подшипников и температур обмоток статора электродвигателей.

7.16.1. 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.

7.16.2. Измерение температур обмоток статора электродвигателей с $U_{ном.}=6кВ$ комплектуются датчиками температуры Pt100 в 3-х проводном исполнении, выводы которых располагаются в клеммной коробке.

7.16.3. 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.

7.17 Кабельный ввод для термопар должен быть из никелированной латуни с возможностью обжимки овального кабеля ПТВВГЭ ХА 2х1.5 с переходом на металлорукав МПГ 20.

8. Контроль горения

8.1 Для контроля пламени применяются оптические интегрированные микропроцессорные сканеры пламени.

8.2 Любое топливо, в том числе жидкое, водород до 100%: Insight DS.

8.3 Газовое топливо (водорода менее 70%об.), светлое жидкое топливо – Phoenix 85UV, D-LX 100 UA (в комплекте со шкафом индикации типа Сафлор).

8.4 Выходной сигнал наличия пламени: «сухой контакт», интенсивности пламени – 4-20мА. Сигнал «интенсивность пламени» подключается к РСУ через систему удаленного ввода-вывода Excom.

8.5 Необходимо наличие юстировочного устройства, защитного стекла, аксессуаров для продувки.

8.6 Выбранные типы и перечень аксессуаров подлежат согласованию с заказчиком.

8.7 Сканеры пламени не должны реагировать ни на какое другое излучение (стенки,

фоновое, видимый спектр), кроме излучение контролируемого ими пламени.

8.8 Для охлаждения датчика, а также для предотвращения механического засорения в визуальный канал подается сухой очищенный технический воздух расходом не менее 120 нормальных л/мин.

9. Датчики загазованности

9.1 На датчики загазованности выпускается опросный лист/листы.

9.2 Предпочтительные типы сигнализаторов для формирования требований ОЛ:

9.2.1 Пары углеводородов / взрывоопасные газы. Датчик детекции горючих газов, НКПР (0-100% LEL) инфракрасной технологии в комплекте: с соединительной коробкой, сенсором, защитой от влияния ветра, попадания капель и пыли, интегрированным калибровочным портом, калибровочным магнитом, выходным активным сигналом 4-20 мА (трехпроводная схема) и Modbus RS-485, кабельным вводом, сертификатом о первичной поверке.

9.2.2 Водород. Датчик детекции горючих газов, НКПР (0-100% LEL) каталитической технологии в комплекте: с соединительной коробкой, сенсором, защитой от влияния ветра, попадания капель и пыли, интегрированным калибровочным портом, калибровочным магнитом, выходным активным сигналом 4-20 мА (трехпроводная схема) и Modbus RS-485, кабельным вводом, сертификатом о первичной поверке.

9.2.3 Сероводород (ПДК). Датчик детекции токсичных газов, ПДК (0-25ppm) электрохимической технологии в комплекте: с соединительной коробкой, сенсором, защитой от влияния ветра, попадания капель и пыли, интегрированным калибровочным портом, калибровочным магнитом, выходным активным сигналом 4-20 мА (трехпроводная схема) и Modbus RS-485, кабельным вводом, свидетельством о первичной поверке.

9.2.4 Приборы должны иметь сертификат TUV на соответствие класса SIL2 или аналогичный, действующее на момент ввода в эксплуатацию свидетельство о первичной поверке.

9.2.5 Межповерочный интервал для средств измерений должен быть не менее 1 года.

Применяемое оборудование должно быть унифицировано с применённым ранее на ЯНОС.

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

9.2.7 Газоанализаторы должны иметь функцию самодиагностики и возможность замены чувствительного элемента (сенсора)

9.2.8 Газоанализаторы должны иметь буквенно-цифровой дисплей и управление магнитом.

9.3 При количестве приборов ≥ 7 шт предусмотреть:

9.4 Комплект для поверки газосигнализаторов (Пары углеводородов).

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

9.4.5 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 1 м.

9.4.6 Комплект для поверки газосигнализаторов (датчики на водород):

- Вентиль точной регулировки ВТР-1;
- Ротаметр РМА-1-0,063 ГУЗ;
- Поверочная смесь - 2 баллона (H₂-воздух);
- трубка ПВХ 1 м.

9.5 Обработка сигнала 4-20мА от датчика производится в системе РСУ или ПАЗ.

10. Системы удаленного ввода-вывода, мультиплексорные системы

10.1 На новых установках, объектах крупной реконструкции, крупных технологических блоках (количество позиций ≥ 100 шт.) для подключения к РСУ позиций, не задействованных в регулировании и блокировке, применяется система удаленного ввода-вывода Excom. Типы сигналов, подключаемых через систему Excom: 4-20мА, 4-20мА+HART, mV, сигналы термопар и термометров сопротивления, «сухой контакт», Namur, Ом, частотный сигнал.

10.2 Электрические параметры по электрооборудованию (с шифрами ХА, XL, ZL, ZL1, ZL2, XS, ХА, ZAH, ZAL, ZL и аналогичные), не задействованные в логике системы ПАЗ, передаются в РСУ через систему Excom. Типы сигналов: «неисправность», «состояние»,

«сигнализация конечных положений», «положение ключей: местн / дистанц» между РУ (0,4 кВ, 6кВ).

10.3 Сигналы конечных выключателей арматуры, не задействованные в логике системы ПАЗ, передаются в РСУ через систему Ехsom.

10.4 Требования к системе Ехsom:

10.4.1 Система устанавливается в Зоне 1, Зоне 2 по ГОСТ 30852.9-2002, безопасной зоне. На одной установке применяется унифицированный набор оборудования для Зоны 1.

10.4.2 Удаленные корзины монтируются в «поле» в шкафах EG-VA6555/XXXX со взрывозащитой Ехе. В шкафу предусмотрен обогреватель (или два обогревателя) общей мощностью 250Вт.

10.4.3 В РУ корзины монтируются в шкафах типа ШВК. Подключение сигналов производится через промежуточный клеммник.

10.4.4 В качестве интерфейса между системой Ехsom и РСУ применяется дублированный цифровой канал Profibus DP-V1 по технологии «системное резервирование». К одной паре модулей Profibus РСУ подключается до 10 удаленных корзин (узлов).

10.4.5 Для питания каждого удаленного узла системы Ехsom применяется дублированное питания 220VAC по особой группе электроприемников I категории.

10.4.6 Применяются следующие типовые модули:

Функция	Модуль	Примечание
Аналоговый вход 4-20мА, Аналоговый вход 4-20мА + HART	АИН40Ех – 4 канала	Поддержка HART обязательна
Аналоговый вход 4-20мА, питание от датчика Аналоговый вход 4-20мА + HART, питание от датчика	АИН41Ех – 4 канала	Поддержка HART обязательна
Температурный	ТИ40Ех – 4 канала Для термопар – дополнительный внешний компенсатор ТИ-СJC-1 (или ТИ-СJC-2) на каждый канал, в том числе на каждый резервный канал.	К одному модулю подключаются термометры с одной градуировкой и одинаковой схемой подключения. Модуль измерения температуры должен поддерживать все градуировки по ГОСТ Р

Функция	Модуль	Примечание
		8.585-2001, ГОСТ Р 8.625-2006.
Аналоговый выход 4-20мА, Аналоговый выход 4-20мА + HART	АОН40Ех – 4 канала	Поддержка HART обязательна
Дискретный вход (Naur, СК) /выход.	DM80Ех – 8 каналов	
Дискретный выход	DO40Ех – 4 канала	
Конвертер физических уровней	SC12Ех в комплекте с колодками D9T-RS485, D9T-RS485IS	Предусмотреть 1 пару конвертеров для подключения одного удаленного узла.
Преобразователь интерфейса	PB-XEP1	Предусмотреть 1 пару конвертеров для каждой сети Profibus (до 10 удаленных узлов).

10.4.7 В одной корзине удаленного ввода-вывода допускается сочетать различные типы модулей ввода-вывода. Для каждого узла системы Excom необходимо указать перечень входных сигналов полевого КИП, в скобках с 20% запасом. В каждой корзине предусматривается 20% резерв по модулям ввода-вывода. Резерв рассчитывается следующим образом: количество сигналов определенного типа x 1.2 (резерв) = количество сигналов с резервом 20%. Количество 4-х канальных модулей = Количество сигналов с резервом / 4. Округляется до целого числа. Количество 8-х канальных модулей = количество сигналов с резервом / 8. Округляется до целого числа. В неиспользуемые слоты устанавливаются заглушки типа BM1. Резервные модули устанавливаются в корзины.

10.4.8 В каждой корзине предусматривается 1 канал для измерения температуры окружающей среды.

10.4.9 Система должна обеспечивать выдачу диагностической информации в систему верхнего уровня согласно EN 61158 (Alarm and status diagnosis. Identification-specific diagnosis. Channel-specific diagnosis). При разработке проекта АСУТП для системы Excom применяется диагностика состояния ее элементов (блок питания, модули связи GPD,

модули ввода-вывода, цепи полевых приборов), индикация и сигнализация температуры окружающей среды. Для этого в части АТХ проекта заказываются резисторы на каждый неиспользуемый канал включая резервный: 1) МЛТ0,5 - 3кОм - имитация каналов 4-20 мА, 2) МЛТ0,5 - 100 Ом - имитация температурных каналов Pt100, МЛТ0,5 - 1000 кОм - имитация температурных каналов Pt1000.

10.4.10 Для вывода диагностических данных, а также значений температур в шкафах в составе рабочего проекта АСУТП разрабатывается мнемосхема: «Состояние системы удаленного ввода-вывода Ехsom». Вид мнемосхемы согласовывается с заказчиком.

10.4.11 Система должна поддерживать возможность «горячей» замены любого модуля (в любом количестве) без отключения питания, а также возможность изменения конфигурации в рабочем состоянии без вмешательства в работу текущих каналов.

10.4.12 Система должна иметь возможность подключения экранов кабелей полевых приборов.

10.4.13 Система должна обеспечивать возможность передачи сигналов HART от полевого оборудования на станцию инженера КИП по технологии «HART over Profibus» без использования дополнительных сервисных шин.

10.4.14 Система должна быть протестирована с контроллером и системой верхнего уровня в режиме резервирования и иметь положительный отчет об испытаниях.

10.4.15 Для системы Ехsom предусматривается ЗИП в размере 10% по каждому примененному типу оборудования, но не менее 1 шт. по каждому типу. Окончательный перечень ЗИП подлежит согласованию с Заказчиком.

10.5 Для единичных замен температурных мультиплексоров MTL830 (по факту выхода из строя) по обязательному согласованию с Заказчиком применяются аналогичные модули MTL830. В новых проектах систему MTL830 не применять.

11. Барьеры искрозащиты

11.1 Для подключения к РСУ и ПАЗ искробезопасных дискретных сигналов, всех аналоговых сигналов (например, датчиков загазованности), за исключением, подключаемых через систему Ехsom, применяются барьеры искрозащиты.

11.2 Монтаж на объединительную плату применять в случае использования специализированных плат для конкретных систем управления (подключение к модулю ввода-вывода системы управления производится одним кабелем или одним резервированным кабелем). Применять следующие барьеры серии 4500:

- Аналоговый вход 4-20мА одноканальный: MTL4541, MTL4541B.

- Аналоговый вход двухканальный (для пассивных датчиков): MTL4544, MTL4544B.
- Аналоговый вход двухканальный (для пассивных датчиков): MTL4544A.
- Аналоговый выход одноканальный: MTL4546C, MTL4546Y.
- Аналоговый выход двухканальный: MTL4549C, MTL4549Y.
- Температурный: MTL4575.
- Дискретный вход одноканальный: MTL4511, MTL4514.
- Дискретный вход двухканальный: MTL4516, MTL4516C, MTL4517.
- Дискретный выход одноканальный*: MTL4521, MTL4524.

11.3 В остальных случаях применять монтаж на DIN-рейку барьеры серии IM:

- Аналоговый вход одноканальный: IM33-11EX-HI/24VDC.
- Аналоговый вход двухканальный: IM33-22EX-HI/24VDC.
- Аналоговый выход одноканальный: IM35-11EX-HI/24VDC.
- Аналоговый выход двухканальный: IM35-22EX-HI/24VDC.
- Температурный: IM34-12EX-CRI/K63, внешний компенсатор холодного спая: IM3-CJT.
- Дискретный вход одноканальный: IM1-12Ex-R.
- Дискретный вход двухканальный: IM1-22Ex-R, IM12-22Ex-R.
- Дискретный выход одноканальный (преимущественно)*: IM72-11Ex/L.
- Дискретный выход двухканальный*: IM72-22Ex/L.
- Шина питания PB-16/03, PB-08/03

11.4 Не использовать барьеры дискретного выхода с опцией контроля состояния искробезопасной цепи.

11.5 В качестве барьера с функцией «1 вход 4-20мА – 2 выхода 4-20мА», использовать барьер IM33-12Ex-HI/24VDC.

11.6 Для ПАЗ должны быть предусмотрены одноканальные барьеры искрозащиты, аналоговые барьеры должны быть с поддержкой протокола HART.

11.7 Не использовать барьеры серии MTL4500 на платах MTL4000, специализированных для конкретных систем управления.

11.8 Для РСУ допускается применение двухканальных барьеров с поддержкой протокола HART, кроме температурных барьеров. Температурный барьер должен всегда быть одноканальным.

12 Запорная и регулирующая арматура

12.1 Общие требования

- 12.1.1 На клапаны запорные и регулирующие должен быть выпущен опросный лист (листы).
- 12.1.2 На трубопроводах для транспортирования взрывопожароопасных продуктов должна устанавливаться арматура с металлическим уплотнением в затворе. В технологических системах с блоками всех категорий взрывоопасности должна применяться стальная арматура, стойкая к коррозионному воздействию рабочей среды в условиях эксплуатации.
- 12.1.3 Арматура для сред, содержащих сероводород, водород, метанол и другие вещества контакт которых с обслуживающим персоналом, согласно действующим нормам необходимо исключать, должна иметь самоподтягивающийся сальник повышенной герметичности. Данное свойство сальникового уплотнения должно быть подтверждено соответствующим сертификатом.
- 12.1.4 Выбор оптимальных материалов арматуры для сред и их параметров, указанных в опросном листе, находится в сфере ответственности Поставщика. Если в опросных листах указаны требуемые марки материалов, Поставщик должен применить указанные материалы.
- 12.1.5 Корпусные детали арматуры должны изготавливаться из литья или из поковки. Применение сварки при изготовлении корпусных деталей арматуры не допускается. В конструкции дисковых затворов должна быть предусмотрена возможность монтажа с вертикальной ориентацией штока
- 12.1.6 Конструкция клапанов должна позволять демонтировать внутренние детали и дроссельный узел в сборе (для дискового затвора – диск и седло) для замены или технического обслуживания.
- 12.1.7 Клапаны диаметром до DN100 (включительно) должны быть с фланцевым присоединением (flange, double flange). Клапаны диаметром более DN100 с фланцевым или стяжным (wafer, luge) присоединением. Арматура со стяжным (wafer) присоединением должна иметь 4 проушины под шпильки для облегчения монтажа.
- 12.1.8 Для монтажа арматуры при температуре среды выше 300°C и ниже -40°C независимо от давления следует применять шпильки. Вворачивание шпилек или болтов в корпус арматуры при данных условиях не допускается.
- 12.1.9 Уровень звукового давления не должен превышать 85 дБ на расстоянии 1 м. перпендикулярно оси клапана. В случае превышения указанной величины

звукового давления Поставщик предусмотрит устройства для его снижения до допустимых значений.

12.1.10 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

12.1.11 Вся арматура должна быть оснащена указателями, позволяющими однозначно определить положение запорного органа (открыто-закрыто).

12.1.12 Монтаж регулирующей и отсечной арматуры производится в соответствии с ОТР (листы 61-69)

12.2. Требования к регулирующей арматуре

12.2.1 Условный диаметр регулирующих клапанов не менее 0,5 Ду трубопровода и не более Ду трубопровода.

12.2.2 В опросном листе для регулирующих клапанов должна быть указана требуемая расходная характеристика.

12.2.3 Расчет регулирующей арматуры должен быть согласован с Заказчиком. Клапаны должны быть предложены с 20% запасом по K_v (относительно K_{vmax}).

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

12.3 Требования к запорной арматуре

12.3.1 В качестве запорной арматуры должна использоваться арматура с малым гидравлическим сопротивлением. Предпочтительный тип: дисковая или шаровая.

12.3.2 Диаметр запорной арматуры должен быть равен диаметру трубопровода.

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 дублером.

12.4.4 Обвязка клапанов воздухом КИП должна быть выполнена из трубки диаметром не менее 8x1 мм. и фитингов с обжимными кольцами. Трубка и фитинги из нержавеющей стали.

12.4.5 Для воздуха КИП в качестве отсечной арматуры использовать шаровые краны DN15 PN16 с муфтовым присоединением Rc1/2.

- 12.4.6 Фильтр-стабилизатор должен обеспечивать степень очистки 5мкм. Климатическое исполнение должно быть рассчитано на температуру -40С.
- 12.4.7 Схемы обвязки согласовываются с Заказчиком на этапе проверки технических предложений.
- 12.5 Требования к дополнительному (навесному) оборудованию
- 12.5.1 Напряжение питания для искробезопасных приборов: 15В - 30В.
- 12.5.2 Электромагнитные клапаны должны иметь взрывозащиту вида «d», 24VDC.
- 12.5.3 Датчики конечных положений должны иметь вид взрывозащиты Exi и выходной сигнал Namur.
- 12.5.4 Электропневматический позиционер (ЭПП) должен иметь:
- 12.5.4.1 Искробезопасное исполнение с соответствующими сертификатами.
- 12.5.4.2 Входной сигнал (4...20) мА с поддержкой HART-протокола не ниже 5 версии.
- 12.5.4.3 Встроенную энергонезависимую память для сохранения конфигурации и архива.
- 12.5.4.4 Возможность локальной настройки по месту с помощью кнопок.
- 12.5.4.5 Возможность калибровки в автоматическом и ручном режиме.
- 12.5.4.6 Материал корпуса – металл с антикоррозионным покрытием.
- 12.5.5 Обратная связь ЭПП с АСУ должна осуществляться посредством дополнительного сигнала от датчика положения с унифицированным выходным сигналом (4-20) мА и применяться только в обоснованных случаях.
- 12.5.6 Электрические подключения навесного оборудования арматуры (электропневматический позиционер, электромагнитный клапан, сигнализаторы конечных положений и др.) будут выполнены от соединительных коробок, предусмотренных в рабочей документации. Коробки в комплект поставки клапанов или пневмоприводов входить не будут.
- 12.6 Требования к поставке
- 12.6.1 Поставщик должен предоставить сведения об аккредитованных сервисных центрах на территории РФ, осуществляющих гарантийное и постгарантийное обслуживание предлагаемого оборудования.
- 12.6.2 Габаритные чертежи арматуры в сборе с пневмоприводом, указанной в предложении, должны быть предоставлены не позднее 14 календарных дней с момента проведения процедуры выбора.

- 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 Клапаны должны поставляться с установленными на них ответными фланцами и крепежом. Прокладки должны быть прикреплены способом, исключающим их повреждение при транспортировке.
- 12.6.5 Комплект документов к поставке должен включать:
- 12.6.5.1 Сертификаты соответствия ТР ТС;
- 12.6.5.2 Паспорт, оформленный в соответствии с ТР ТС 032/2013, ГОСТ 53672;
- 12.6.5.3 Протокол и акт испытаний в соответствии с ГОСТ Р 53402 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;
- 12.6.5.4 Сертификаты качества на материалы корпуса, крышки и дроссельного узла. Комплект документов (договор поставки, паспорта, сертификаты и т.д.) дополнительно должен быть представлен на электронном носителе.
- 12.6.6 Клапаны должны поставляться с комплектом запасных частей в соответствии с таблицей. Запчасти должны быть скомплектованы отдельно для каждой позиции и иметь соответствующую маркировку.

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 крышки	

Оборудование	Состав ЗИП в зависимости от типа клапана		
		Регулирующий	Запорный
		уплотнение вала уплотнение седла	
	Дисковый	уплотнение затвора сальниковое уплотнение уплотнение держателя седла	
Тип привода	Мембранный	-	-
	Поршневой	Уплотнения вала, поршня и корпуса	-
	Электрический	-	-
Навесное оборудование (позиционер, блок конечных выключателей, э/м клапан)		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 в транспортной таре – ящиках по ГОСТ 2991, ГОСТ 9142, ГОСТ 10198.

13. Монтаж полевого оборудования:

13.1 На вновь строящихся объектах и объектах капитальной реконструкции импульсные линии должны быть спроектированы из трубных пучков ОСНАЛАЙН с трубками из нержавеющей стали марки 12X18H10T (или аналогичной) размерами 12х1,5 или 12х1 и с саморегулирующимся греющим кабелем. В остальных случаях импульсные линии должны быть выполнены из бесшовной нержавеющей трубки из стали марки 12X18H10T

(или аналогичной) размерами 12х1,5 или 12х1. (Если иное не указано в конкретном техническом задании).

13.2 Монтаж импульсных линий всех позиций КИП выполнять с применением беспрокладочных соединений с обжимным кольцом (Swagelok, Parker) Ду 10 мм (если иное не указано в конкретном техническом задании).

13.3 На вновь строящихся объектах и объектах капитальной реконструкции для обогрева импульсных линий применять только электрообогрев саморегулирующимся греющим кабелем.

13.4 Основные положения по соединительным коробкам.

13.4.1 По соединительным коробкам должен быть выпущен опросный лист. Соединительные коробки обязательно комплектуются клеммниками с пружинно-зажимными контактами Wago (CAGE CLAMP) или Phoenix Contact (тип ST), смонтированных на DIN-рейках. Винтовое соединение не допускается. Тип взрывозащиты коробок: Ехе, для искробезопасных цепей Ехia, защита от пыли и влаги – не ниже IP54.

13.4.2 Материал корпуса соединительной коробки – нержавеющая сталь или алюминиево-кремниевый сплав. Допускается использование в качестве материала усиленный пластик для коробок, устанавливаемых в обогреваемых шкафах.

13.4.3 Все части соединительной коробки, включая клеммы и кабельные вводы, должны быть коррозионностойкого исполнения.

13.4.4 Все коробки должны иметь 10% резерв кабельных вводов, но не менее одного. Количество клеммников должно быть с 10% резервом но не менее 1 клеммы.

13.4.5 Не используемые кабельные вводы должны быть заглушены пробкой.

13.4.6 Тип взрывозащиты соединительных коробок должен быть выбран в соответствие с ГОСТ 30852-2002, а также в соответствии с классом взрывоопасной зоны, где предполагается место ее установки.

13.5 При проектировании трасс КИП использовать оцинкованные или алюминиевые короба.

13.6 Для возможности обслуживания средств КИПиА в монтажной части предусмотреть площадки обслуживания.

13.7 Основные положения по кабельной продукции

13.7.1 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 без горючих защитных

покровов, прокладываемые в металлорукаве.

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

13.7.3 В соответствии с ГОСТ 1508-78 номинальное сечение жилы и число жил в кабеле должны соответствовать указанным в таблице ниже. Использование кабелей с количеством жил менее 4 не допускается.

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; КРВБ6Г; КРНГ; КРНБГ; КРНБ6Г; 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; КВВБ6Г; КВБ6Шв; КПВГ; КПВБ; КПВБ6Г; КПВБГ; КПБ6Шв; КПсВГ; КПсВГЭ; КПсВБ; КПсВБГ; КПсВБ6Г; КПсБ6Шв	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			
КПП6Шв; КВП6Шв; КПсП6Шв	10; 14; 19; 27; 37			7; 10; 14; 19; 27; 37	7; 10		-
АКРКГ; АКРБГЭ; АКРВБ; АКРВБГ; АКРВБ6Г; АКРНГ; АКРНБ; АКРНБГ; АКРНБ6Г; АКВВГ; АКВВГЭ; АКВВБГ; АКВВБ6Г; АКВБ6Шв; АКПВГ; АКПВБ; АКПВБГ; АКПБ6Шв; АКПсВГ; АКПсВГЭ; АКПсВБ; АКПсВБГ; АКПсВБ6Г; АКПсБ6Шв; АКПВБ6Г; АКВВБ	-			4; 5; 7; 10; 14; 19; 27; 37	4; 7; 10		
КВВГз, КПсВГз	4; 5						-
АКВВГз, АКПсВГз	-			4; 5			

13.7.4 Использование алюминиевых кабелей недопустимо.

13.7.5 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

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

13.7.7 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.

13.7.8 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.

13.7.9 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.

13.7.10 Экраны кабелей согласно ПУЭ необходимо подключать в соединительных коробках, объединять с экраном магистрального кабеля и подключать к шине защитного (информационного?) заземления кроссового шкафа.

13.7.11 Диаметры кабелей, их аналогов, а также подходящие кабельные вводы представлены в таблице ниже.

			Диаметр под оболочкой, мм	Наружный диаметр кабеля, мм			Кабельный ввод
	Кабель монтажны й:	КВВЭБнг(А)-LS (ТУ 16.К46-017-2003)			КуПе-ОЭнг(А)-LS		
1	2×1,0i		6,5	10,9	н.д./11,1		FECA11B
2	4×1,0i		7,6	12,0	н.д./12,5		FECA11B
3	1×2×1,0i		6,5	10,9	н.д./11,1		FECA11B
4	2×2×1,0i		9,7	14,6	н.д./15,9		FECA11B
5	3×2×1,0i		10,5	15,5	н.д./16,9		FECA11B
6	6×2×1,0i		14,4	20,3	н.д./21,9		E1FW25(OT 17-27)
8	4×1,5i		8,3	12,7	н.д./13,2		FECA11B
9	5×1,0i		8,3	12,7	н.д./13,2		FECA11B
10	7×1,0		9,1	13,5	н.д./14,6		FECA11B
11	8×1,0		9,9	14,3	н.д./15,4		FECA11B
12	7×1,5		10,0	14,4	н.д./15,5		FECA11B
13	4×2,5		9,5	13,9	н.д./15,4		FECA11B
	Кабель монтажны й:	КВВЭнг(А)-LS (ТУ 16.К46-017-2003)		КВВЭнг(А)-LS (ТУ 16.К46-017-2003)	КуПе-ОЭнг(А)-LS	КуПе-ОЭнг-LS (ТУ 3581-001-92800518-2012)	
1	3×1,0i			9,9	10,5	8,5	A2F20
2	4×1,0i			10,6	11,2	9,2	A2F20
3	5×1,0i			11,3	12,2	10,0	A2F20 (OT 6-12)
4	7×1,0i			12,1	13,5	10,9	A2F25 (OT 12-18)
5	10×1,0i			14,7	16,8	14,2	A2F25
6	14×1,0i			15,8	18,0	15,3	A2F25

7	19×1,0i			17,3	20,4	16,9	A2F32
8	24×1,0			21,1	23,9	20,7	A2F32
9	27×1,0			21,5	24,3	21,1	A2F32
10	37×1,0			24,1	нет аналога	нет аналога	A2F32
11	4×1,5			11,3	12,0	9,9	A2F20
12	6×1,5			13,0	14,4	11,8	A2F25
13	7×1,5			13,0	14,4	11,8	A2F25
14	10×1,5			15,9	18,0	15,4	A2F25
15	14×1,5			17,1	19,9	16,6	A2F32
16	15×1,5			17,9	20,9	17,5	A2F32
17	19×1,5			19,4	22,5	18,4	A2F32
18	27×1,5			23,3	26,6	22,9	A2F40
19	4×2,5			12,5	14,2	11,7	A2F25
20	7×2,5			14,5	16,9	14,5	A2F25
21	14×2,5			20,5	23,7	20,8	A2F32
22	19×2,5			22,6	26,4	23,0	A2F40
23	22×2,5			26,8	30,7	27,1	A2F40
24	27×2,5			27,3	31,7	27,6	A2F40
25	37×2,5			30,2	нет аналога	нет аналога	A2F40
	Кабель контрольн ый:	КВВЭнг(А))-LS ТУ 16.К46- 017-2003			КуПе- ОЭнг(А)- LS	КуПе-ОЭнг- LS ТУ 3581- 001- 92800518- 2012	
1	1×2×1,0i			9,5	9,8	8,1	A2F20
2	2×2×1,0i			13,3	15,2	12,2	A2F25
3	3×2×1,0i			14,2	15,9	13,6	A2F25
4	4×2×1,0i			15,5	17,4	14,8	A2F25
5	5×2×1,0i			16,9	19,6	16,2	A2F32(17-25)
6	6×2×1,0i			19,0	21,5	17,6	A2F32
7	7×2×1,0i			19,6	21,5	17,6	A2F32
8	8×2×1,0i			20,3	23,3	20,1	A2F32
9	9×2×1,0i			23,9	25,7	22,0	A2F40(23-31)
10	10×2×1,0i			23,9	27,5	23,4	A2F40
11	11×2×1,0i			25,3	28,2	24,1	A2F40
12	16×2×1,0i			28,0	31,7	27,1	A2F40(23-31)
13	17×2×1,0			29,3	33,4	28,5	A2F40(23-31)
14	20×2×1,0i			30,3	34,9	30,3	A2F40(23-31)
15	24×2×1,0i			34,1	38,9	33,6	A2F50S(31-38)
16	2×2×1,5i			14,4	16,4	13,9	A2F25
17	3×2×1,5			15,4	17,2	14,7	A2F25
18	4×2×1,5			16,8	18,7	16,0	A2F25(12-18)ИЛИ A2F32(17-25)
19	5×2×1,5			19,5	21,4	17,5	A2F32
20	6×2×1,5			21,2	23,3	20,2	A2F32
21	8×2×1,5			22	25,4	21,8	A2F32 (OT 17-25)
22	9×2×1,5			26,4	27,8	23,8	A2F40

13.8 Для подключения термопар применить гибкие термокомпенсационные провода

согласно МЭК 60584-3. Тип кабеля – ХА.

13.9 Обеспечить совместимость кабельных вводов, поставляемых в комплекте с приборами, навесным оборудованием для арматуры, соединительными коробками с типом выбранного кабеля.

13.9 Основные положения по шкафам и чехлам

13.9.1 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 0С;
- в месте отбора присутствует значительная вибрация;
- это указано в конкретном техническом задании.

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

13.9.2 На обогреваемый термошкаф и термочехол должны быть выпущены опросные листы:

13.9.3 Толщина стенки термошкафа должна быть не менее 34 мм. Нагревательный элемент устанавливаемый в шкаф КИП должен быть оснащен встроенным термостатом. Тип взрывозащиты – ЕExd IIC T3. Взрывозащищенные кабельные вводы должны быть изготовлены из никелированной латуни. Степень защиты – не ниже IP65.

13.9.4 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.

13.9.5 Обогрев оборудования в термочехлах осуществлять либо греющим кабелем, либо конвективным теплом.

13.9.6 Толщина термоизоляции термочехла должна быть не менее 35 мм.

13.9.7 Материал внешнего и внутреннего слоя термочехла должны быть выполнены из антистатического материала с сопротивлением менее 10⁹ Ом, и обладать повышенной стойкостью к истиранию, воздействию УФ-излучения и нефтепродуктов.

13.9.8 Термочехлы не должны иметь сквозной прошивки.

13.9.9 Примеры монтажа приборов в шкафах и термочехлах указаны в ОТР (листы 71-79)

13.9.10 Тип шкафа - с диагональным разъемом

14. Особенности подключения сигналов от полевых средств КИП и А к РСУ и ПАЗ.

14.1 Подключение к шкафам с барьерами искрозащиты, релейным шкафам выполнить через кроссовые шкафы (РСУ/ПАЗ). В кроссовых шкафах применить клеммники с пружинно-зажимными контактами Wago (CAGE CLAMP) или Phoenix Contact (тип ST).

14.2 Подключение сигналов 4-20мА (в том числе для приборов с 3-х и 4-х проводной схемой подключения), сигналов термопар и термометров сопротивления производится через барьеры искрозащиты или систему удаленного ввода-вывода.

14.3 Для новых объектов, а также объектов крупной реконструкции, крупных технологических блоков (с числом позиций ≥ 100 шт.) для подключения к РСУ сигналов, не задействованных в схемах регулирования и блокировки, применяется система удаленного ввода-вывода Exsom. Особенности применения приведены в разделе 10 настоящих технических условий.

14.4 Для питания внешних входных и выходных цепей дискретных сигналов и барьеров должны быть предусмотрены отдельные дублированные источники питания 24В постоянного тока (питание барьеров, питание внешних цепей 24VDC (полевых приборов и соленоидов exd)). Рекомендации по оборудованию QUINT или 1606-XL...R. Сигналы состояния блоков питания должны быть подключены к системе управления, для чего в ней должно быть предусмотрено соответствующее количество дискретных входов.

14.5 Неискробезопасные дискретные входные и выходные сигналы должны подключаться к системе управления через разделительные реле (с позолоченными контактами для входных сигналов, для выходных - мощность контактов не менее 10А). Преимущественно применять реле типа Phoenix Contact.

14.6 Для питания цепей дискретных входных сигналов учитывать минимальную коммутационную способность контактов.

14.7 Для входных дискретных цепей преимущественно применять напряжение 24VDC. Если контакты датчика не позволяют коммутировать токи ниже 10мА при напряжении 24В, то использовать напряжение 220В. При использовании напряжения 220В необходимо принять меры защиты от наводок напряжения для исключения ложного срабатывания слаботочных реле (экранирование кабелей, применение специальных помехоустойчивых реле с встроенными RCZ-фильтрами, применение реле с мощностью катушки более 2Вт и т.п.).

14.8 Питание каждой входной дискретной цепи производить через отдельный предохранитель, смонтированный в клеммнике с размыкателем.

14.9 Для новых объектов, объектов крупной реконструкции, а также при замене системы

управления, в составе PCY предусматривается станция инженера КИП, которая подключается к HART-оборудованию через HART-мультиплексоры, преобразователи РВ-ХЕРІ (для сигналов через систему Excom) и коммутатор Ethernet. Предусмотреть возможность подключения станции инженера КИП к удаленному клиенту информационной сети предприятия.

14.10 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 Excom – через модуль аналогового вывода АИИ41Ех.

Начальник цеха №15

А.В.Григорьев

Ведущий инженер-метролог ОПНР

Д.М.Веденеев

Ведущий инженер-электроник цеха №15

П.Н.Душанин