

СТО ИНТИ S.90.6-2022

RU

ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ КИП И А

Общие технические требования



Предисловие

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Комитетом по промышленной автоматизации АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив»

2 ВНЕСЕН Комитетом по промышленной автоматизации АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив»

3 ПРИНЯТ АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив»

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив».

Содержание

1	Общие положения	4
2	Нормативные ссылки	5
3	Термины, определения и сокращения.....	8
4	Требования к КИП и А	10
	Библиография.....	37

1 Общие положения

1.1 Настоящий стандарт разработан с целью установления единых требований для средств КИП и А, таких как средств измерения расхода, уровня, давления, температуры, анализаторы качества и сигнализаторы загазованности, и носит рекомендательный характер. Все измерения проводятся при стандартных условиях (давлении 101,325 кПа, температуре 20 °С).

1.2 Область применения

Положения настоящего документа распространяются на оборудование КИП и А, приобретаемое в рамках проектов нового строительства и реконструкции объектов организаций нефтегазовой отрасли, а также при осуществлении деятельности по модернизации и техническому обслуживанию систем автоматизации технологических процессов объектов организаций нефтегазовой отрасли.

1.3 Положения настоящего методического документа вступают в силу с момента его утверждения и действуют до момента утверждения актуализированной версии методического документа, либо отмены настоящего документа.

1.4 Целью настоящего документа является стандартизация технических требований к оборудованию КИП и А, применяемому на объектах организаций нефтегазовой отрасли.

1.5 Положения настоящего документа предназначены для исполнения подразделениями (службами) и отдельными сотрудниками, осуществляющими деятельность, связанную с проектированием объектов капитального строительства и техническим перевооружением объектов организаций нефтегазовой отрасли (включая приобретение (закупку) оборудования), а также с техническим обслуживанием средств КИП и А.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.401-80 Государственная система обеспечения единства измерений. Классы точности средств измерений. Общие требования

ГОСТ 8.586.2-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ ISO 2954-2014 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Требования к средствам измерений

ГОСТ 6651-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 22520-85 Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия

ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования

ГОСТ IEC 61131-2-2012 Контроллеры программируемые. Часть 2. Требования к оборудованию и испытания

ГОСТ Р 8.585-2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Термодары. Номинальные статические характеристики преобразования

ГОСТ Р 8.785-2012 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких

углеводородов. Общие требования к методикам (методам) измерений

ГОСТ Р ИСО 7919-1-99 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Общие требования

ГОСТ Р 50009-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства охранной сигнализации. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 53325-2012 Техника пожарная. Технические средства пожарной автоматики. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 58362-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования. Основные положения, термины и определения

ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применению чугунов

ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики.

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

ГОСТ Р МЭК 61508-1-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р МЭК 61508-2-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 2. Требования к системам

ГОСТ ИЕС 61508-3-2018 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 3. Требования к программному обеспечению

ГОСТ Р МЭК 61508-4-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 4. Термины и определения

ГОСТ Р МЭК 61508-5-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 5. Рекомендации по применению методов определения уровней полноты безопасности

ГОСТ Р МЭК 61508-6-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 6. Руководство по применению ГОСТ Р МЭК 61508-2 и ГОСТ Р МЭК 61508-3

ГОСТ Р МЭК 61508-7-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 7. Методы и средства

ГОСТ Р МЭК 61511-1-2018 Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 1. Термины, определения и технические требования

ГОСТ Р МЭК 61511-2-2018 Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 2. Руководство по применению МЭК 61511-1

ГОСТ Р МЭК 61511-3-2018 Безопасность функционирования. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 3. Руководство по определению требуемых уровней полноты безопасности

СТО ИНТИ S.20.5-2022 Арматура трубопроводная. Общие технические условия

Примечание – При использовании настоящего стандарта целесообразно проверить актуальность ссылочных стандартов в общедоступной информационной системе – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», опубликованному по состоянию на 1 января текущего года, или по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то следует руководствоваться заменяющим (измененным) ссылочным стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение настоящего стандарта, в котором дана ссылка на отмененный ссылочный стандарт, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.2 **Заказчик:** покупатель, обратившийся к продавцу с заявкой на поставку какой-либо продукции и/или выполнение услуг.

3.1.3 **Запрос технического предложения:** запрос от производителя или поставщика оборудования с указанием необходимых требований, параметров и данных оборудования.

3.1.4 **Измерение:** процесс экспериментального получения одного или более значений величины, которые могут быть обоснованно приписаны величине.

3.1.5 **Измерительная система:** совокупность средств измерений и других средств измерительной техники, размещенных в разных точках объекта измерения, функционально объединенных с целью измерений одной или нескольких величин, свойственных этому объекту.

3.1.6 **Импульсная линия** Трубная проводка, соединяющая отборное устройство с контрольно-измерительным прибором или регулятором, предназначенная для передачи воздействия контролируемой или регулируемой технологической среды на чувствительные органы контрольно-измерительных приборов или регуляторов непосредственно или через разделительные среды.

Примечание – К импульсным линиям относят также капилляры манометрических термометров и регуляторов температуры, соединяющие термочувствительные элементы (термобаллоны) с манометрическими измерительными устройствами приборов и регуляторов.

3.1.7 **Капиллярная линия:** линия передачи импульса давления от разделительной мембраны до прибора КИП и А посредством гидравлической жидкости.

3.1.8 **Компания:** организация нефтегазовой отрасли.

3.1.9 **Мембранный разделитель:** техническое устройство, основанное на применении мембраны для обеспечения герметичного разделения технологической среды от гидравлической жидкости и предназначенное для передачи импульса давления от точки отбора.

3.1.10 **Методика измерений:** Установленная логическая последовательность операций и правил при измерении, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений в соответствии с принятым методом измерений.

3.1.11 **Реестр соответствия:** общедоступный и регулярно обновляемый перечень, содержащий структурированные сведения о продукции, включающей в себя комплектующие изделия, оборудование и программное обеспечение, в отношении которой

выполнены оценка и подтверждение соответствия.

3.1.12 Средство измерения: Техническое средство, предназначенное для измерений и имеющее нормированные (установленные) метрологические характеристики.

3.1.13 Сужающее устройство: техническое устройство, устанавливаемое в измерительном трубопроводе, со сквозным отверстием для создания перепада давления среды путем местного уменьшения площади сечения трубопровода (сужения потока).

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АРМ: автоматизированное рабочее место;

АСУТП: автоматизированная система управления технологическим процессом;

ВПИ: верхний предел измерений;

ДВК: дозривная концентрация;

ЖК: жидкокристаллический;

КИП и А: контрольно-измерительные приборы и автоматика;

НКПР: нижний концентрационный предел распространения пламени;

ОВКВ: система отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха;

ПАЗ: противоаварийная автоматическая защита;

ПДК: предельно допустимая концентрация;

ПО: программное обеспечение;

РСУ: распределительная система управления;

СПАЗ: система ПАЗ;

СУ: система управления;

СУГ: сжиженный углеводородный газ;

ТГС: теплогазоснабжение;

ТЗ: техническое задание;

УПБ : уровень полноты безопасности.

4 Требования к КИП и А

4.1 Общие требования

4.1.1 Интервал между поверками оборудования КИП и А должен устанавливаться в соответствии с [1].

4.1.2 Единицы измерения должны быть в соответствии с [2], и системой СИ; для узлов учета газа участвующих в сводном балансе установки расход измеряют в единицах объема, привести к стандартным условиям (ст.м³/час).

4.1.3 Оборудование, предназначенное для размещения во взрывоопасных зонах, должно соответствовать зоне взрывоопасности и отвечать требованиям [3], что должно быть подтверждено предоставлением соответствующего сертификата соответствия.

Предпочтительными являются следующие виды взрывозащиты:

- "d" (взрывонепроницаемая оболочка);
- "i" (искробезопасная электрическая цепь);
- "e" (повышенная безопасность).

Уровень взрывозащиты оборудования должен соответствовать классу взрывоопасной зоны 0, 1, 2.

Температурный класс и группа оборудования КИП должны соответствовать контролируемой среде

4.1.4 Выбор материала корпуса, чувствительных элементов, уплотнений, рабочих органов должен производиться с учетом коррозионных свойств технологических сред и других воздействующих факторов (температура, давление, вибрация и т.д.). Материал корпуса также должен соответствовать условиям установки.

В случае применения средств КИП и А в среде влажного сероводорода, должно иметься подтверждение того, что материалы, контактирующие с такой средой, отвечают требованиям стандарта [4] или ГОСТ Р 53678 (ИСО 15156-2).

4.1.5 Оборудование КИП и А, размещение которого предусмотрено непосредственно на площадках или в неотопливаемых и сырых помещениях, должно быть рассчитано на эксплуатацию в температурном диапазоне от минус 60°С до плюс 70°С в зависимости от климатического исполнения согласно ГОСТ 15150 и обеспечивать степень защиты оборудования от проникновения твердых тел и воды не ниже IP65 по ГОСТ 14254 (IEC 60529).

4.1.6 Оборудование КИП и А, размещаемое в помещениях с регулируемым климатическими условиями, должно:

- быть рассчитано на эксплуатацию при температуре до плюс 40°С, с

относительной влажностью до 75% (при температуре плюс 30°C), с климатическим исполнением У4 по ГОСТ 15150;

- иметь степень защиты не ниже IP54 по ГОСТ 14254 (IEC 60529).

При отсутствии иных указаний все полевые КИП и А, монтируемые вне либо внутри помещений, должны иметь класс защиты, обеспечиваемой оболочкой, не ниже IP 65 согласно определению в ГОСТ 14254.

4.1.7 Все оборудование КИП и А, применяемое в составе СПАЗ, должно быть сертифицировано на соответствие требованиям ГОСТ Р МЭК 61508.

4.1.7.1 В отношении оборудования, сертифицированного на соответствие ГОСТ Р МЭК 61508, должны быть предоставлены данные, подтвержденные организацией, выполнившей сертификацию, и содержащие сведения, как минимум:

- об интенсивностях опасных/безопасных обнаруживаемых/не обнаруживаемых отказах (λ_{DD} , λ_{SD} , λ_{DU} , λ_{SU});
- о систематической полноте безопасности.

4.1.7.2 УПБ выбираемого оборудования должен быть не ниже уровня УПБ, установленного в ТЗ, либо не ниже максимального уровня УПБ для всех контуров (функций безопасности), установленных в спецификации требований к безопасности, являющейся неотъемлемой частью ТЗ на создание АСУТП.

4.1.8 Средства КИП и А должны иметь сигналы, совместимые по характеристикам с требованиями [5].

Средства КИП и А (в том числе измерительные преобразователи), осуществляющие трансляцию (прием и передачу) измерительных сигналов и сигналов управления, должны поддерживать следующие спецификации:

- [6] (для сигналов (4...20) мА);
- [7] (для дискретных сигналов) - опционально.

4.1.9 Оборудование КИП и А должно осуществлять поддержку одного или нескольких протоколов и интерфейсов из числа следующих, наиболее предпочтительных, рассматриваемых в приоритетном порядке:

- Foundation Fieldbus;
- Profibus PA;
- HART.

4.1.10 Пневматические устройства должны работать от сети воздуха КИП и А с минимальным давлением на входе фильтра-регулятора 500 кПа изб.

4.1.11 В комплекте КИП и А должна поставляться табличка (шильд) (либо обеспечиваться возможность ее установки), изготовленная из нержавеющей стали и

содержащая надпись с указанием технологической позиции прибора.

4.1.12 В комплекте поставки КИП и А должна иметься необходимая разрешительная, метрологическая, техническая, эксплуатационная документация:

- свидетельство (сертификат) об утверждении типа средств измерений, выданное Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии с описанием типа средства измерения (срок окончания действия не менее 12 месяцев от даты поставки на склад Заказчика);

- свидетельство о первичной поверке, выданное Российским Центром стандартизации, метрологии и сертификации со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала с момента начала пуско-наладочных работ, если иное не оговорено с заказчиком;

- сертификат (или декларацию) соответствия [3];

- сертификат [8];

- сертификаты (декларации) соответствия требованиям [9];

- сертификат (или декларацию) соответствия [10];

- сертификат (декларация) соответствия [11];

- технический паспорт, руководство по монтажу и эксплуатации на русском языке;

- утвержденная методика поверки;

- сертификат соответствия интегральному уровню функциональной безопасности УПБ для применения в системе ПАЗ (соответствие требованиям ГОСТ Р МЭК 61508 и ГОСТ Р МЭК 61511, наличие сертификата общества технического надзора TUV).

4.1.13 В комплекте поставки КИП и А по согласованию с Заказчиком может иметься:

- принципиальные электрические схемы управления;

- схемы внешних соединений;

- схемы подключений к приборам и клеммным коробкам;

- схемы трубных обвязок средств автоматизации;

- план расположения оборудования и проводок;

- кабельнотрубный журнал;

- чертежи установок средств автоматизации (могут находиться в составе узлов на чертежах планов или в составе схем трубных обвязок);

- спецификация оборудования, изделий и материалов;

- перечень опросных листов;

- причинно-следственная матрица;

- описания алгоритмов блокировок/защит;
- описание алгоритмов управления РСУ;
- таблица входных/выходных сигналов;
- методики измерения, метрологические экспертизы и экспертизы промышленной безопасности (при необходимости).

4.1.14 Электропитание полевых КИП с аналоговым токовым выходным сигналом предусмотрено из АСУ ТП по двухпроводной схеме (питание по «токовой петле»). Электропитание полевых КИП из АСУ ТП по трехпроводной схеме возможно при токе нагрузки не более 1 А.

Для питания постов световой, звуковой сигнализации предпочтительно использовать напряжение 24 В. В обоснованных случаях (значительное удаление) допускается 220 В, 50 Гц. Для питания соленоидов предпочтительно использовать напряжение 110 В.

4.1.15 Клеммные зажимы/колодки КИП должны позволять подключить жилы сечением 2,5 мм² минимум. Рекомендуется использовать клеммы с плоско-пружинным зажимом для надежности работы системы и сокращения времени проведения технического обслуживания.

4.1.16 Для КИП, установленных вне зданий, и КИП, кабель к которым проходит вне зданий, должна предусматриваться защита от импульсных перенапряжений.

4.1.17 Выбранные полевые устройства должны обеспечивать самодиагностирование, самотестирование, диагностирование ошибок измерения с возможностью передачи диагностической информации по протоколу HART и/или цифровым протоколам связи.

4.2 Требования к средствам измерения расхода

4.2.1 На позициях, контролирующих материальный и тепловой баланс работы установки:

- для измерения расхода нефти и нефтепродуктов:
- целесообразно использование двух- и трехлучевых ультразвуковых расходомеров с пределом допускаемой основной приведенной погрешности не более $\pm 0,5\%$, или;
- допускается использование электромагнитных расходомеров с пределом допускаемой основной приведенной погрешности не более $\pm 0,5\%$, либо;
- в обоснованных случаях (на позициях, где невозможно применение других методов измерения с необходимой точностью) и по согласованию с потребителем (Заказчиком) возможно применение массовых расходомеров, основанных на законе

Кориолиса. Должен быть информационный обмен по цифровому протоколу (HART) с РСУ. Погрешность массового расходомера – не более $\pm 1,0\%$ ВПИ. Возможность проведения поверки в соответствии с [12], [13], [14], [15];

- для измерения расхода пара, природного газа, азота и воздуха КИП и А предпочтительным является применение вихревых расходомеров с пределом допускаемой основной приведенной погрешности не более $\pm 1,0\%$;

- для измерения расхода воды предпочтительным является применение электромагнитных расходомеров компактного исполнения с пределом допускаемой основной приведенной погрешности не более $\pm 0,5\%$;

- для измерения расхода топливного газа рекомендуется использовать кориолисовые массовые расходомеры с классом точности не выше $0,25\%$, при этом расходомер должен обеспечивать передачу в АСУТП данных объемного расхода, плотности и температуры с использованием HART-протокола или шины Foundation Fieldbus.

4.2.2 При выборе предпочтение отдавать расходомерам с имитационным (беспроточным) методом поверки по месту эксплуатации, без вывоза в лабораторию.

4.2.3 Для вихревых, ультразвуковых, массовых расходомеров предпочтительно применение компактного (моноблочного) исполнения.

4.2.3.1 В случаях высокой температуры измеряемой среды допускается применение расходомеров отдельного исполнения с выносом конвертера сигнала в утепленный шкаф КИП и А.

4.2.4 Для измерения расхода газа в факельном коллекторе рекомендуется применять ультразвуковые газовые расходомеры, позволяющие производить измерение расхода в широком диапазоне от малых значений до залповых сбросов с учетом плотности и температуры газа. Обеспечить работоспособность в диапазоне скорости потока от $0,03$ до 120 м/с и степень защиты первичных преобразователей не ниже IP65/67 по ГОСТ 14254 (IEC 60529).

4.2.5 Для контроля наличия сбросов с установок в факельный коллектор рекомендуется применять термодифференциальные расходомеры.

4.2.6 Ротаметры должны быть снабжены шкалой прямого чтения. Погрешность – не более $\pm 1,5\%$ ВПИ.

4.2.7 Для измерения расхода вязких технологических сред предпочтительным является:

- использование ультразвуковых расходомеров с пределом допускаемой основной приведенной погрешности не более $\pm 0,5\%$, или;

- сужающих устройств (диафрагм) с разделительными сосудами.

4.2.7.1 При измерении расхода одновременно вязких и высокотемпературных технологических сред предпочтительным является использование двухлучевых ультразвуковых расходомеров с пределом допускаемой основной приведенной погрешности не более $\pm 1,0\%$.

4.2.8 Для измерения расхода технологических параметров, с использованием метода переменного перепада давления, в качестве сужающих устройств необходимо использовать фланцевые (бескамерные) диафрагмы.

4.2.8.1 Конструкции сужающих устройств должны соответствовать ГОСТ 8.586.2.

4.2.8.2 Для обеспечения метрологических требований к сужающему устройству, фланцевые пары для монтажа диафрагмы должны изготавливаться с патрубками трубопроводов длиной более $2D$ (D - диаметр трубопровода) и подвергаться механической обработке для приведения к требованиям ГОСТ 8.586.2.

4.2.8.3 Отборы давления должны быть длиной не менее 250 мм.

4.2.8.4 Конфигурация отборов давления должна позволять производить монтаж/демонтаж коренной запорной арматуры без необходимости демонтажа измерительного участка трубопровода.

4.2.9 Для измерения расхода с использованием сужающих устройств предпочтительно выбирать значения перепада давления не менее 25 кПа и использовать преобразователи дифференциального давления, имеющие:

- предел допускаемой основной приведенной погрешности преобразователей давления не должен превышать $\pm 0,1\%$ (с учетом перенастройки и дополнительной погрешности мембранных разделителей и капилляров);

- дополнительную погрешность, обусловленную влиянием нестабильности показаний не более $\pm 0,1\%$ от ВПИ за 5 лет;

- дополнительную погрешность от влияния изменения температуры окружающего воздуха не более $\pm 0,1\%$ на 10°C в диапазоне температур от минус 25°C до плюс 65°C .

4.2.9.1 Датчики с верхним пределом диапазона измерения до 75 кПа включительно должны обладать временем реакции не более 600 мс.

Примечание – Здесь и далее по тексту под временем реакции подразумевается время реакция при скачкообразном изменении давления от 0 до 90%. Для импортного оборудования - при изменении давления от 0 до 63.2%.

4.2.9.2 Другие датчики должны обладать временем реакции не более 500 мс.

4.2.9.3 Датчики должны обладать временем обновления информации, не

превышающим значения 125 мс.

4.2.10 Опросные листы с исходными данными для расчета и расчетные записки для сужающих устройств должны быть приложены к эксплуатационной документации.

4.2.11 Требования к длине прямого участка трубы до и после расходомера должны соответствовать указаниям Поставщика.

4.3 Требования к средствам измерения уровня

4.3.1 Измерение уровня должно быть в миллиметрах. В общем случае масштабирование в проценты от объемного уровня не требуется.

4.3.2 В парковых резервуарах и подземных емкостях для корректной работы встраиваемых погружных уровнемеров должны устанавливаться направляющие перфорированные трубы (опуски).

4.3.3 Для измерения уровня в аппаратах колонного типа гидростатическим методом с диапазоном измерения более 10 м применению подлежат датчики давления, установленные на верхнем и нижнем отборах аппарата. При этом вычисление уровня осуществляется в СУ.

4.3.4 Предпочтительным является использование радарных уровнемеров (с учетом соответствия их технических характеристик рабочим условиям применения) при измерении уровня:

- в сбросовых емкостях;
- в емкостях с СУГ;
- в емкостях под избыточным давлением;
- с диапазоном измерения свыше 2 м;
- технологических сред с изменяющейся плотностью;
- вязких сред.

4.3.4.1 В остальных случаях предпочтительно использование фланцевых дифференциальных уровнемеров с капиллярными трубками.

4.3.5 Монтаж уровнемеров осуществляется преимущественно на штуцера аппаратов. Дублирующие уровнемеры (при наличии) необходимо смонтировать на выносную колонку, предусмотреть возможность демонтажа на работающих аппаратах. Также возможен монтаж уровнемеров на выносных камерах диаметром 100 мм. В конструкции выносной камеры должны быть предусмотрены:

- дренажный вентиль для освобождения от продукта;
- вентиль для калибровки максимального показания уровня, расположенный на уровне оси верхнего технологического штуцера;
- вентили для подачи промывочной жидкости (в обоснованных случаях),

расположенные на технологических штуцерах;

- для обеспечения возможности чистки камеры нижнюю часть выполнить с фланцевым соединением.

4.3.6 При выборе типа монтажа необходимо руководствоваться возможностью замены прибора без остановки технологии. В случае необходимости предусмотреть запорную арматуру для отсечения от технологического процесса.

4.3.7 Присоединение должно быть фланцевым по ГОСТ 33259.

4.3.8 Радарные уровнемеры должны отвечать следующим требованиям:

- рекомендуемое присоединение – фланцевое DN50;
- погрешность измерения должна соответствовать требованиям технологического процесса или поставщика оборудования и должна определяться проектировщиком;

- датчики должны обладать временем реакции не более 3 с;

- датчики должны обладать временем обновления информации, не превышающим значения 500 мс;

- иметь независимую настройку диапазона измерений и нуля;

- иметь степень защиты не ниже IP65 по ГОСТ 14254 (IEC 60529);

- иметь искробезопасное исполнение (для измерения уровня во взрывоопасных средах);

- наличие компенсации отражений от неоднородностей боковых стенок, при этом в комплект поставки должно входить оборудование для настройки уровнемера с соответствующим программным обеспечением;

- показания прибора не должны быть чувствительны к резкому изменению диэлектрической проницаемости измеряемой жидкости;

- иметь нечувствительность к пене.

4.3.9 Буйковые уровнемеры применяются в исключительных случаях для емкостей под избыточным давлением для измерения раздела фаз (не применимы для вязких и загрязненных сред) по согласованию с Заказчиком и должны отвечать следующим требованиям:

- рекомендуемое присоединение – фланцевое DN100;

- диапазон – до 2,5 м;

- принцип передачи измеряемой величины "бук – торсионная трубка";

- иметь двухпроводную схему подключения, не требующую отдельных цепей питания;

- погрешность измерения должна соответствовать требованиям технологического процесса или поставщика оборудования и должна определяться проектировщиком;

- иметь выходной сигнал (4...20) мА с HART – протоколом;
- датчики должны обладать временем реакции не более 3 с;
- датчики должны обладать временем обновления информации, не превышающим значения 500 мс;
- иметь встроенный ЖК-индикатор;
- иметь независимую настройку диапазона измерений и нуля;
- иметь возможность калибровки с жидкостью и без неё;
- иметь возможность имитации выходного тока для проверки контура;
- обеспечивать сохранение последних данных конфигурации и калибровки при отключении питания;
- иметь степень защиты не ниже IP65 по ГОСТ 14254 (IEC 60529);
- иметь искробезопасное исполнение (для измерения уровня во взрывоопасных средах).

4.3.10 Для измерения уровня раздела фаз по согласованию с Заказчиком могут применяться уровнемеры ультразвуковые контактные.

4.3.11 В качестве местных указателей уровня на технологических аппаратах должны применяться бесштанговые магнитные указатели уровня поплавкового типа с индикаторами флажкового типа.

4.3.12 Для контроля предельного уровня должны быть применены сигнализаторы уровня. Сигнализаторы уровня должны отвечать следующим требованиям:

- пределы погрешности точки включения (выключения) должны составлять не более ± 5 мм при вертикальном монтаже;
- прибор должен быть нечувствителен к попаданию капель жидкости на измерительную часть;
- иметь двухпроводную схему подключения, не требующую отдельных цепей питания;
- иметь выходной сигнал, отвечающий спецификации [7];
- иметь встроенный светодиодный индикатор (видимый без разгерметизации корпуса) режима работы, минимального и/или максимального уровня, а также наличия неисправности (отказа);
- иметь возможность инвертировать выходной сигнал;
- иметь возможность выбора выходного сигнала (мин/макс) при пропадании питания;
- иметь возможность установки плотности рабочей среды для повышения точности фиксации точки включения (выключения);

- иметь степень защиты не ниже IP65 по ГОСТ 14254 (IEC 60529);
- иметь искробезопасное исполнение (для измерения уровня во взрывоопасных средах).

4.3.13 При выборе типа уровнемеров отдавать приоритет моделям, поверка которых допускается по месту эксплуатации, без применения стационарного стенда для поверки уровнемеров.

4.4 Требования к средствам измерения давления

4.4.1 Реле давления допускается применять только в системах ОВКВ и в составе комплектно поставляемых горелок котлов/факелов.

4.4.2 Все части реле давления, контактирующие с измеряемой средой, должны быть изготовлены из устойчивого к среде материала.

4.4.3 Преобразователи давления должны соответствовать требованиям ГОСТ 22520.

4.4.4 Измеряемое значение давления должно быть линейным выходному значению и квадратичным при измерении расхода с использованием сужающего приспособления (диафрагмы).

4.4.5 Преобразователи статического давления должны выдерживать перегрузку давлением в размере 1,25 от верхнего предела измерений.

4.4.6 Предел допускаемой основной приведенной погрешности преобразователей давления не должен превышать $\pm 0,1\%$ (с учетом перенастройки и дополнительной погрешности мембранных разделителей и капилляров).

4.4.7 Дополнительная погрешность преобразователей давления, обусловленная влиянием нестабильности показаний, не должна превышать $\pm 0,1\%$ от ВПИ за 1 год.

4.4.8 Дополнительная погрешность преобразователей давления от влияния изменения температуры окружающего воздуха не должна превышать $\pm 0,1\%$ на 10°C в диапазоне температур от минус 25°C до плюс 65°C .

4.4.9 Датчики должны иметь возможность перенастройки (перекалибровки) диапазона измерений на месте эксплуатации в соотношении не менее чем 1:20 от верхнего предела измерений.

4.4.10 Датчики с верхним пределом диапазона измерений до 760 мм (включительно) водяного столба должны обладать временем реакции не более 600 мс.

4.4.11 Другие датчики должны обладать временем реакции не более 500 мс.

4.4.12 Датчики должны обладать временем обновления информации, не превышающим значения 125 мс.

4.4.13 Для измерения давления вязких сред должны использоваться датчики со

встроенными мембранными разделителями сред.

4.4.13.1 Размер мембранных разделителей сред должен быть DN50 для давления и перепада давления свыше 200 кПа (изб.). Размер мембранных уплотнений для более низкого давления, перепада давления, а также в особых случаях, должен выбираться в соответствии с требованиями по погрешности, времени отклика и диапазону измерений.

4.4.13.2 По возможности следует минимизировать длину капиллярных трубок. Постоянная времени должна быть рассчитана и подлежит проверке.

Длины капиллярных трубок могут быть следующими:

- измерение перепада давления: 3 м/4,5 м и 6 м;
- измерение давления: 3 м.

Для определенных длин, например, 6 м, 10 м и 15 м, необходимо уточнить данные по погрешности и времени отклика.

4.4.13.3 Среда заполнения уплотнений должна выбираться таким образом, чтобы она была способна выдерживать условия технологического процесса и обеспечивать соответствие требованиям к времени отклика.

4.4.13.4 Заполнение капиллярных линий и полостей прибора измерения давления должно быть выполнено в заводских условиях. Демонтаж капиллярной линии от прибора не допускается.

4.4.13.5 Если имеется возможность закупоривания твердыми частицами, измеряется очень коррозионная среда технологического процесса или вязкая жидкость, должна быть рассмотрена необходимость применения разделительных мембран, чтобы изолировать чувствительный элемент от среды технологического процесса. Должны использоваться разделительные мембраны непосредственно устанавливаемого типа, и их конструкция должна обеспечивать возможность выполнения очистки без удаления мембраны или утечки заполняющей жидкости. Устройства с разделительной мембраной должны обеспечиваться промывочными кольцами. Промывочные кольца должны предусматривать соединения 1/2" для выпуска сдувок/слива с запорным клапаном и заглушкой.

4.4.14 При выборе сигнализаторов давления следует отдавать предпочтение сигнализаторам давления, имеющим:

- независимые программируемые уставки, зоны нечувствительности и режимы работы для каждого выхода переключателя;
- ЖК цифровой дисплей, обеспечивающий легкое считывание данных (переменной процесса, уставки) и доступ к программируемым параметрам;
- индикацию самодиагностики.

4.4.15 В комплекте поставки датчика давления должен быть вентильный блок для

советующих моделей средств измерения давления.

4.4.15.1 Подключение датчиков давления к вентильным блокам должно обеспечивать снятие датчика без демонтажа вентильного блока. Наиболее предпочтительным является муфто-ниппельное соединение.

4.4.16 Для измерения разрежения или давления с значением менее 20 кПа необходимо использовать датчики перепада давления.

4.4.17 При выборе манометров должно обеспечиваться выполнение следующих требований:

- номинальный диаметр корпуса манометров, устанавливаемых:
- на высоте менее 2 метра от уровня площадки наблюдения за манометром, должен быть не менее 100 мм;
- на высоте от 2 до 5 метров - не менее 160 мм;
- на высоте более 5 метров - не менее 250 мм;

При установке манометра на высоте более 5 метров должен быть установлен сниженный манометр в качестве дублирующего:

- класс точности не ниже 1.0;
- манометр должен иметь белый циферблат с черными надписями;
- манометр должен быть оборудован корректором нуля.

4.4.17.1 Выбор манометра должен осуществляться таким образом, чтобы показания манометра в рабочем режиме находились в интервале $1/3 \dots 2/3$ от диапазона измерения прибора.

4.4.17.2 Перегрузочная способность манометра должна составлять:

- 1.3 для измерения давления до 10 МПа;
- 1.15 для давления свыше 10 МПа.

4.4.17.3 При невозможности выбора манометра с учетом пункта 4.4.17.1, должны использоваться специальные защитные клапаны для защиты манометра от перегрузки, входящие в комплект поставки манометра, либо применены специальные перегрузочные манометры.

4.4.17.4 При измерении давления по месту в точке, подверженной вибрации, должны использоваться манометры с жидкостным заполнением. При этом заполняющая жидкость должна быть рассчитана на работу при температуре до минус 50°C.

4.4.17.5 Манометры для очень высоких или очень низких температур должны крепиться на трубной стойке и присоединяться с помощью трубки или капиллярной трубки. Манометры для измерения давления пульсирующей среды также должны устанавливаться на трубной стойке. Манометры на вибрирующих средах (например, на выкиде поршневого

насоса) должны быть жидкостного типа.

4.4.18 Для КИП измерения давления и манометров должна использоваться защита от выхода за пределы измерений, действующая при превышении максимального диапазона измерения КИП по крайней мере в 1,3 раза, это не должно сказываться на точности измерительного элемента. Воздействие на КИП и манометры давления, превышающее максимальный диапазон измерений в 1,3 раза, не должно влиять на калибровку КИП. КИП и манометры для измерения разрежения должны выдерживать полный вакуум без повреждения или изменения калибровки.

4.4.18.2 Элементы измерения давления должны выбираться таким образом, чтобы стабильное нормальное рабочее давление было ниже 75% от их максимального диапазона.

4.4.18.3 Элементы измерения давления должны выбираться таким образом, чтобы стабильное нормальное рабочее давление было ниже 75% от их максимального диапазона.

4.4.18.4 При использовании датчиков давления с удаленной разделительной мембраной следует внимательно относиться к теплоизоляции и электрообогреву капилляров для предотвращения неточностей при колебаниях температуры. Капиллярная трубка должна быть прикреплена к опоре рядом с прибором по всей длине и должным образом защищена. Капилляры должны изготавливаться из, как минимум, нержавеющей стали 316/316L или аналогичной и обеспечиваться армированной оплеткой и опорными трубками.

4.4.18.5 Все датчики должны относиться к типу с регулировкой нулевого значения и диапазона измерений. Все датчики должны калиброваться Поставщиком на диапазон передаваемого сигнала, непосредственно соответствующий диапазону давлений, указанному в опросном листе.

4.4.18.6 Диапазоны калибровки датчиков давления и перепада давлений, используемых в системах управления и/или обеспечения безопасности, должны выбираться с учетом необходимой чувствительности для применимой уставки. За исключением случаев, в которых точка останова для систем управления или обеспечения безопасности значительно ниже максимально допустимого рабочего давления технологической системы, диапазон калибровки должен включать уставку предохранительного клапана.

4.4.18.7 Для криогенных систем должны использоваться специальные методы монтажа, обеспечивающие «самоочистку».

4.4.18.8 Необходимо исключить (минимизировать) наличие импульсных линий от точек отбора давления до места установки преобразователей давления.

4.4.18.9 При наличии схема трубной проводки должна позволять:

- отключать прибор от технологии без остановки процесса;

- сбрасывать давление с прибора/импульсной проводки перед отсоединением прибора/импульсной проводки;
- производить устранение неисправностей импульсной проводки и прибора без остановки технологии.

4.4.18.10 Для присоединения к вентильному блоку датчиков давления соединение должно быть резьбовое М20х1,5 (внутренняя резьба на вентильном блоке), для импульсных линий – М20х1,5 (внутренняя резьба на вентильном блоке) под импульсную трубку, для дренажных линий – М20х1,5 (внутренняя резьба на вентильном блоке).

4.5 Требования к средствам измерения перепада давления

4.5.1 Для измерения перепада давлений применить два датчика давления (ведущий, ведомый). Датчики соединяются друг с другом посредством кабельной линии, измеренное значение ведомого датчика считывается и используется для расчета ведущим датчиком дифференциального давления.

4.5.2 Предел допускаемой основной приведенной погрешности преобразователей дифференциального давления не должен превышать $\pm 0,05\%$ (без учета перенастройки и дополнительной погрешности мембранных разделителей и капилляров).

4.5.3 Дополнительная погрешность преобразователей дифференциального давления, обусловленная влиянием нестабильности показаний, не должна превышать $\pm 0,1\%$ от ВПИ за 5 лет.

4.5.4 Дополнительная погрешность преобразователей дифференциального давления от влияния изменения температуры окружающего воздуха не должна превышать $\pm 0,1\%$ на 10°C в диапазоне температур от минус 25°C до плюс 65°C .

4.5.5 Датчики с верхним пределом диапазона измерений до 75 кПа (включительно) должны обладать временем реакции не более 600 мс.

4.5.6 Другие датчики должны обладать временем реакции не более 500 мс.

4.5.7 Датчики должны обладать временем обновления информации, не превышающим значения 125 мс.

4.5.8 Для датчиков с мембранными разделителями длины капиллярных линий положительной и отрицательной камер должны быть одинаковыми.

4.5.9 Для измерения перепада давления вязких сред должны использоваться датчики с мембранными разделителями сред и капиллярными линиями.

4.5.9.1 Длины капиллярных линий положительной и отрицательной камер должны быть одинаковыми.

4.5.9.2 По возможности следует минимизировать длину капиллярных трубок. Постоянная времени должна быть рассчитана и подлежит проверке.

Длины капиллярных трубок могут быть следующими:

- измерение перепада давления: 3 м/4,5 м и 6 м;
- измерение давления: 3 м.

Для определенных длин, например, 6 м, 10 м и 15 м, необходимо уточнить данные по погрешности и времени отклика.

4.5.9.3 Длина каждой из капиллярных линий не должна превышать 6 м.

4.5.9.4 При необходимости измерения перепада давления на больших расстояниях, применению подлежат два датчика давления с вычислением разности давлений средствами АСУТП.

4.5.9.5 Размер мембранных разделителей сред должен быть DN50 для давления и перепада давления свыше 200 кПа (изб.). Размер мембранных уплотнений для более низкого давления, перепада давления, а также в особых случаях, должен выбираться в соответствии с требованиями по погрешности, времени отклика и диапазону измерений.

4.5.9.6 Среда заполнения уплотнений должна выбираться таким образом, чтобы она была способна выдерживать условия технологического процесса и обеспечивать соответствие требованиям к времени отклика. Заполнение капиллярных линий и полостей прибора измерения перепада давления должно быть выполнено в заводских условиях. Демонтаж капиллярных линий от прибора не допускается.

4.5.10 В комплект поставки датчиков перепада давления (кроме датчиков с мембранными разделителями и капиллярами) должны входить трехвентильные блоки из нержавеющей стали с комплектом ниппелей, переходов, дополнительных вентилях и т.д., обеспечивающих монтаж, простоту обслуживания и замену датчика на работающем оборудовании. Для преобразователей перепада давления/расхода и преобразователей уровня должны использоваться пятиклапанные манифольды, а с манометрами и для преобразователей избыточного/абсолютного давления – двухклапанные манифольды.

4.5.11 Камеры датчиков перепада давления (кроме датчиков с мембранными разделителями и капиллярами) должны комплектоваться заглушками со сбросным вентиляем (с противоположной от подключения к процессу стороны).

4.5.12 Для измерения перепада давления по месту должны применяться дифференциальные манометры, отвечающие следующим требованиям:

- номинальное значение диаметра корпуса дифференциального манометра 160 мм;
- класс точности не ниже 1.5;
- дифференциальный манометр должен иметь белый циферблат с черными надписями;

надписями;

- прибор должен быть оборудован корректором нуля.

4.5.13 Использование электроконтактных дифференциальных манометров не допускается.

4.6 Требования к средствам измерения температуры

4.6.1 Все первичные преобразователи температуры (термопары, термометры сопротивления и т.д.), а также биметаллические термометры, должны поставляться комплектно с защитными гильзами. Материал защитных гильз определяется условиями применения (контролируемой средой).

4.6.1.1 Присоединение приборов измерения температуры к защитной гильзе должно быть резьбовое М20х1,5 или с резьбой ½” NPT.

4.6.1.2 Исполнение гильзы определяется Заказчиком.

4.6.1.3 Для защитных гильз, устанавливаемых в технологические потоки с абразивными включениями (например, катализатор), должна быть выполнена антиабразивная наплавка на погружную часть гильзы.

4.6.1.4 Для технологических процессов, в которых преобладают большие скорости и высокое давление, необходима установка усиленных конических цельноточенных защитных гильз с резьбой присоединения к процессу М33х2.

4.6.1.5 Термокарманы не требуются для измерения температуры подшипников вращающегося оборудования или обмоток электродвигателей; для этих целей используются датчики температуры встроенного типа. Также термокарманы не требуются для измерения температуры в воздуховодах систем вентиляции.

4.6.1.6 До начала изготовления термокарманов, Покупателю должны быть представлены на утверждение расчеты механических напряжений и расчеты частоты турбулентности. Расчеты механических напряжений и расчет частоты турбулентности должны выполняться для всех термокарманов, чтобы убедиться в том, что частота турбулентности не превышает 80% от собственной частоты колебаний термокармана в условиях максимальной скорости в трубопроводе и, что длина термокармана соответствует расчетам механических напряжений.

4.6.1.7 Для всех термокарманов должны иметься крепящиеся на цепочке защитные заглушки. Заглушка и цепочка должны быть, как минимум, изготовлены из нержавеющей стали 316.

4.6.2 Термометры сопротивления должны иметь тип Pt100 и класс допуска А по ГОСТ 6651.

4.6.2.1 Для измерения высоких температур предпочтительно использовать термопару с защитной гильзой. Диапазон применения до плюс 1300 °С:

Pt100 – от минус 200 °С до плюс 600 °С;

K, CA – от минус 200 °С до плюс 1300 °С;

J, IC – от минус 200 °С до плюс 1200 °С;

NN – от минус 50 °С до плюс 1200 °С.

4.6.2.2 Допускается применение накладных термометров для систем ОВКВ и ТГС.

4.6.2.3 Термометры сопротивления должны обеспечивать соединение с нормирующим преобразователем по четырехпроводной схеме подсоединения, которое в полном объеме обеспечивает показатели и не влияет на погрешность измерения при любом сечении жилы кабеля. Возможно применение термопар и термометров сопротивления с встроенными преобразователями сигналов термометров сопротивлений и термопар в унифицированные сигналы тока 4...20 мА с подключением по двухпроводной схеме.

4.6.2.4 Корректировка линейности термометров сопротивления должна выполняться в измерительном преобразователе.

4.6.3 Для датчиков температуры, предназначенных для работы в составе СУ, рекомендуется использоваться интеллектуальные нормирующие преобразователи с видом сигнала (4...20) мА и с поддержкой HART, либо осуществляющие обмен по протоколу и интерфейсу Foundation Fieldbus, встроенные в корпус первичного преобразователя (датчика) и обеспечивающие выполнение функций самодиагностики.

4.6.4 Для датчиков температуры, работающих в составе СПАЗ, должны использоваться интеллектуальные нормирующие преобразователи с видом сигнала (4...20) мА и с поддержкой HART, встроенные в корпус первичного преобразователя (датчика) и обеспечивающие выполнение функций самодиагностики, а также автоматического перевода выходного сигнала в назначенное состояние (и/или переключения между сенсорами (в датчиках, имеющих несколько чувствительных элементов)) с выдачей диагностического сообщения о неисправности.

4.6.5 Датчики температуры подшипников (насосов, воздуходувок, дымососов и иного динамического оборудования) должны иметь исполнение, обеспечивающее устойчивость к вибрации.

4.6.5.1 Конструкция датчиков должна обеспечивать надежную защиту от пыли и влаги.

4.6.5.2 Корпус датчика и узел его крепления должны обладать достаточной механической прочностью для защиты от случайных воздействий.

4.6.5.3 Для измерения температуры подшипниковых узлов насосов

предпочтительно применение (с подсоединением через передвижной штуцер):

- малоинерционных виброустойчивых термопар с двойным сенсором, изолированным от корпуса, обеспечивающих номинальную статическую характеристику типа К (ТХА) по ГОСТ Р 8.585, или

- термометров сопротивления с двойным сенсором (тип Pt100 по ГОСТ 6651).

4.6.6 Термопары должны быть выполнены с изолированным рабочим спаем.

4.6.7 Время установления выходного сигнала термопар – согласно ПС.

4.6.8 Для всех измерительных приборов температуры в качестве нижней границы диапазона измерения температуры следует рассматривать значение минус 50°C (если по условиям измерения не требуется измерение более низких значений температур).

4.6.9 Для измерения температуры по месту должны использоваться биметаллические термометры.

4.6.9.1 Диаметр корпуса прибора должен составлять 160 мм. Шкалы должны быть со стеклом антибликового типа, диаметром не менее 100 мм, с печатью черного цвета на белом фоне.

4.6.9.2 Класс точности прибора должен быть не ниже 1.5. Элементы биметаллического типа должны быть класса 1 для измерительных диапазонов от минус 52 до 250 °C и класса 2 для измерительных диапазонов свыше 250 °C в соответствии с [16] и ГОСТ 8.401-80.

4.6.9.3 Рекомендуется биметаллический термометр, оборудованный корректором нуля.

4.6.9.4 Выбор прибора должен осуществляться таким образом, чтобы его показания в рабочем режиме находились в интервале 1/3...2/3 от диапазона измерения.

4.6.9.5 Биметаллический термометр должен быть оборудован карданным механизмом для возможности поворота шкалы прибора на угол до 90°.

4.6.9.6 Все указатели температуры должны поставляться с защитой от выхода за пределы измерений.

4.7 Требования к сигнализаторам загазованности

4.7.1 Конструкция средства измерения должна быть модульной и обеспечивать возможность быстрой замены чувствительного элемента без использования монтажных инструментов и вывода прибора из рабочего режима.

4.7.2 Прибор должен иметь возможность подключения и настройки во взрывоопасной зоне по беспроводному каналу.

4.7.3 Двухканальные датчики загазованности применяются для контроля:

- ДВК углеводородов (метан/пропан) по [17];

– ПДК и ДВК в станциях перекачки, подачи метанола, метанольного хозяйства и ирных местах возможного появления метанола;

– ДВК углеводородов и кислорода внутри котельных установок;

– иные объекты, в которых предусмотрен контроль двух газов.

4.7.4 Двухканальные датчики загазованности должны обеспечивать автоматический контроль утечки углеводородных газов (10% и 20% НКПР) и ПДК углеводородов в соответствии с [17].

4.7.5 Одноканальные датчики загазованности должны обеспечивать автоматический контроль утечки углеводородных газов (10% и 20% НКПР).

4.7.6 Датчики загазованности должны быть работоспособны при температуре окружающей среды без дополнительного обогрева.

4.7.7 Измерения ДВК должны обеспечивать подачу предупредительного светового и звукового сигналов при концентрации 10% от НКПР (нижнего концентрационного предела воспламенения) и аварийного светового и звукового сигналов при 20% от НКПР.

4.7.8 Сигнализаторы загазованности ДВК должны быть оборудованы датчиками, использующие технологию, основанную на принципе поглощения углеводородными газами инфракрасного излучения и двойной компенсацией, с ожидаемым сроком наработки на отказ не менее десяти лет.

4.7.9 Измерения ПДК углеводородов должны обеспечивать подачу предупредительного светового и звукового сигналов при концентрации, превышающей установленные нормы [17].

4.7.10 Сигнализаторы ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны электрохимического типа должны:

- быть реализованы на основе микропроцессорных устройств;
- иметь электрохимический сенсор со встроенной памятью и функциями автоматической настройки прибора под параметры сенсора при установке;
- обеспечивать выходной сигнал (4...20) мА с HART-протоколом;
- иметь время установления сигнала не более 30 с по ГОСТ 13320;
- содержать встроенный датчик температуры для коррекции измерений;
- обеспечивать функции самодиагностики;
- иметь погрешность не более 20% по ГОСТ 12.1.005;
- обеспечивать срок службы не менее трех лет.

4.7.11 Допускается исполнение требований ГОСТ Р 58362-2019 к сигнализаторам загазованности.

4.7.12 Возможно применение многоканальных портативных датчиков

загазованности, которые должны обеспечивать подачу предупредительного светового, звукового и вибрационного сигналов при концентрации ДВК 10% от НКПР (нижнего концентрационного предела воспламенения) и концентрации ПДК, превышающие установленные нормы [17], и аварийного – при концентрации ДВК 20% от НКПР.

4.7.13 Должна обеспечиваться возможность поверки приборов с использованием поверочных газовых смесей, в том числе приборов, настроенных на пары нефтепродуктов.

4.8 Требования к извещателям пожарным

4.8.1 Извещатель пламени пожарный предназначен для обнаружения загораний по инфракрасной области спектра электромагнитного излучения пламени и формирования сигналов в аппаратуру технических средств оповещения, пожарной сигнализации и управления пожаротушением.

4.8.2 Извещатель пламени должен иметь:

- длину волн измерения в диапазоне 3-5 мкм;
- цифровой последовательный выходной сигнал RS-485 Modbus;
- токовую петлю (4...20) мА, сопротивление нагрузки в цепи токового выхода не более 500 Ом;
- протокол HART;
- функцию автотестирования для непрерывного автоматического контроля работоспособности;
- дальность обнаружения очагов возгорания для ТП-5 – 60 м, для ТП-6 – 30 м;
- время срабатывания на очаг пламени – не более 10с;
- значение напряженности поля радиопомех, создаваемое извещателем при эксплуатации, по ГОСТ Р 50009.

4.8.3 Извещатель пожарный тепловой максимально-дифференциальный предназначен для обнаружения загорания, сопровождающегося выделением тепла.

4.8.4 Извещатель тепловой должен иметь:

- температуру срабатывания – от плюс 54 °С до плюс 65 °С (в зависимости от среды размещения);
- скорость повышения температуры срабатывания – 8 °С/мин.

4.8.5 Извещатель пожарный дымовой оптико-электронный предназначен для обнаружения возгорания, сопровождающегося появлением дыма в закрытых помещениях различных зданий и сооружений путем регистрации отраженного от частиц дыма оптического излучения и подачи извещения «Пожар» на приемно-контрольный прибор.

4.8.6 Извещатель тепловой должен иметь:

- чувствительность извещателя – от 0,05 дБ/м до 0,2 дБ/м;
- инертность срабатывания извещателя – не более 10 с.

4.8.7 Извещатель пожарный ручной предназначен для ручного включения сигнала пожарной тревоги в система пожарной сигнализации и пожаротушения.

4.8.8 Извещатель ручной должен иметь:

- непрерывный режим работы;
- проводную реализацию связи с пожарным приемно-контрольным прибором по ГОСТ Р 53325;

- степень защиты не ниже IP65 по ГОСТ 14254 (IEC 60529);
- климатическое исполнение УХЛ1 по ГОСТ 15150;
- сервисную и гарантийную поддержку от производителя сроком не менее 3 лет.

4.8.9 Пост загазованности предназначен для информирования персонала о наличии опасных концентраций горючих газов и паров в воздухе рабочей зоны посредством формирования сигналов, оказывающих влияние на органы чувств человека.

4.8.10 Пост загазованности должен иметь:

- дискретные входные и выходные сигналы;
- встроенный блок электронного преобразователя для модуляции сигналов;
- комбинированный светозвуковой способ влияния на органы чувств по ГОСТ 53325;

– предупреждающий повторно-кратковременный и аварийный непрерывный тип модуляции звукового сигнала;

– предупреждающий постоянный желтый и аварийный постоянный красный тип модуляции светового сигнала;

- непрерывный режим работы при подаче сигнала – 180 минут;
- степень защиты не ниже IP65 по ГОСТ 14254 (IEC 60529);
- климатическое исполнение УХЛ1 по ГОСТ 15150;
- сервисную и гарантийную поддержку от производителя сроком не менее 3 лет.

4.9 Требования к анализаторам

4.9.1 Все оборудование должно поставляться в собранном (обязанном) виде внутри ОВКВ шкафов/блок-боксов анализаторов, со смонтированными системами пробоподготовки, газовыми линиями, электропроводкой и освещением.

4.9.1.1 Подсоединение газовых линий должно осуществляться к фитингам с внешней стороны шкафов, электрических кабелей – через кабельный ввод к соединительным коробкам, расположенным внутри шкафов.

4.9.2 Должны быть предусмотрены отдельные шкафы или специально выделенные места с креплением и навесом для размещения баллонов с рабочими и поверочными газовыми смесями (включая резервные баллоны).

4.9.2.1 Соединительные линии, арматура и редукторы (в комплекте с манометрами) для присоединения газовых смесей должны входить в комплектность поставки аналитического оборудования.

4.9.3 В зависимости от типа анализатора погрешность должна быть не более, чем это предусмотрено по ГОСТ 31371.7.

4.10 Требования к вибропреобразователям и датчикам осевого сдвига

4.10.1 Вибропреобразователь предназначен для вибрационного контроля и защиты оборудования и должен соответствовать ГОСТ ISO 2954.

4.10.2 Вибропреобразователь должен иметь:

- относительную погрешность не более $\pm 10\%$;
- токовую петлю (4...20) мА и HART-протокол.

4.10.3 Датчик осевого сдвига предназначен для преобразования величины относительного линейного перемещения в сигнал постоянного тока и должен соответствовать ГОСТ Р ИСО 7919-1.

4.10.4 Датчик осевого сдвига должен иметь:

- относительную погрешность не более $\pm 5\%$;
- токовую петлю (4...20) мА.

4.11 Требования к системам измерения количества продукта в резервуарах

4.11.1 Система измерения количества продукта в резервуарах предназначена для оперативного учета количества продукта: измерения массы газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов косвенным методом.

4.11.2 Система измерения количества продукта в резервуарах должна соответствовать ГОСТ Р 8.785 и поставляться полностью комплектной автоматизированной системой, включающей все необходимое (датчики, модули связи и питания, модули полевых соединений, термощкафы/термочехлы, локальную дисплейную панель для установки по месту, АРМ, программное обеспечение для установки на АРМ и т.д.).

4.11.3 Система измерения количества продукта в резервуарах должна иметь:

- автоматический сбор и обработку сигналов, поступающих от преобразователей;
- автоматическое определение массы продукта в контроллере системы и

погрешности ее измерения;

- автоматическое отображение и регистрация измерительной и технологической информации;
- возможность передачи информации на верхний уровень;
- формирование базы данных, архивирование основных измерительных параметров;
- возможность установления клемм и пломб для исключения несанкционированного физического доступа к датчикам.

4.12 Требования к регулирующей и отсекающей арматуре

4.12.1 Регулирующая и отсекающая арматура выбирается согласно СТО ИНТИ S.20.5.

4.12.2 Регулирующие клапаны, должны поставляться в комплекте с:

- интеллектуальными позиционерами, имеющими сигнал (4...20) мА, и поддерживающими протокол HART, или обеспечивающими обмен по интерфейсу и протоколу Foundation Fieldbus, работающими в диапазоне 2/3 от рабочего хода клапана с точностью позиционирования не более 0,5% от полного хода;
- редукторами давления с фильтрами и манометрами, с полностью выполненной пневматической обвязкой;
- с ответными фланцами, прокладками, шпилькам и гайками.

4.12.3 Выбор затвора арматуры должен основываться на условиях эксплуатации, среды, пределах регулирования и требованиях о снижении уровня шума; сферическая регулирующая арматура с уравновешенным клеточным затвором не должны использоваться в текучих средах, содержащих твердые частицы.

4.12.4 По динамическим характеристикам регулирующие клапаны, за исключением уравнительных регулирующих клапанов компрессоров и клапанов с плавной характеристикой свыше 24 дюймов (24"), должны отвечать следующим требованиям:

- скорость реакции для любых скачков (единичных импульсов) сигналов в диапазоне от 2 до 10% от полного хода клапана, должна соответствовать значениям, указанным в таблицах 1- и 0;
- мертвая зона не более 0,5% от полного хода клапана;
- разрешение скачка не более 0,25% от полного хода клапана;
- превышение (отклонение от установившегося значения) не более 10%.

Примечание – Указанные требования установлены на основании [18] и относятся ко всем элементам клапана: непосредственно к клапану, к исполнительному механизму, к позиционирующему устройству, к входному преобразователю, к фильтру/регуляторам, к усилителю

(при необходимости или при наличии), а также к соленоидному клапану (при наличии).

Таблица 1 - Скорость реакции для регулирующих клапанных сборок с плавной характеристикой, находящихся в контуре регулирования потока, давления (перепада давления)

Размер клапана (дюйм)	Максимальное время запаздывания (Td) (с)	Минимальное время реакции на скачок T63 (с)	Минимальное время реакции на скачок T86 (с)
от 0 до 2	0,25	0,5	0,75
от 3 до 6	0,5	1,0	1,5
от 8 до 12	0,75	1,5	2,25
от 14 до 20	1,0	2,0	3,0
от 22 до 24	1,25	2,5	3,75

Таблица 2 - Скорость реакции для регулирующих клапанных сборок с плавной характеристикой, находящихся в контуре температуры, уровня, ручного или аналитического управления

Размер клапана (дюйм)	Максимальное время запаздывания (Td) (с)	Минимальное время реакции на скачок T63 (с)	Минимальное время реакции на скачок T86 (с)
от 0 до 2	0,5	1,0	1,5
от 3 до 6	1,0	2,0	3,0
от 8 до 12	1,5	3,0	4,5
от 14 до 20	2,0	4,0	6,0
от 22 до 24	2,5	5,0	7,5

4.12.4.1 Для двухпозиционных регулирующих клапанов время хода определяется как время с момента изменения состояния соленоидного клапана (по необходимости при включении или выключении напряжения) до момента перехода регулирующего клапана в требуемое положение.

4.12.5 Размеры воздушных соединений и трубопровода исполнительного механизма должны быть достаточными, чтобы соответствовать указанным динамическим характеристикам или времени хода.

4.12.5.1 Исполнительные механизмы с диафрагмой больше 150. кв. дюймов (968 см²) должны иметь воздушное соединение не меньше 1/2 дюйма. Отсечные клапаны должны

поставляться комплектно с соленоидными вентилями, фильтрами-регуляторами, манометрами, конечными выключателями индукционного типа на крайние положения «открыт».

4.12.6 Электропневматические позиционеры должны отвечать следующим требованиям:

- позиционеры должны быть цифровые, интеллектуальные с поддержкой полнофункциональной диагностики клапана;
- иметь встроенную энергонезависимую память для сохранения конфигурации и архива;
- иметь входной сигнал (4...20 мА) с поддержкой HART-протокола или обеспечивать обмен по протоколу и интерфейсу Foundation Fieldbus;
- в качестве материала кожуха должен быть использован анодированный сплав алюминия;
- наличие ручной и автоматической калибровки;
- в обоснованных случаях – наличие встроенного датчика положения с выходным сигналом (4...20) мА или обеспечивающего обмен по интерфейсу и протоколу Foundation Fieldbus;
- наличие встроенных индуктивных конечных выключателей с выходным сигналом, поддерживающим спецификацию [7] (в обоснованных случаях), при этом работоспособность выключателей не должна зависеть от исправности позиционера;
- наличие возможности контроля состояния клапана без снятия с технологического трубопровода;
- наличие расширенной диагностики состояния клапана, позволяющей диагностировать техническое состояние клапана;
- наличие ЖК-дисплея;
- русифицированный интерфейс;
- наличие степени защиты не ниже IP65 по ГОСТ 14254 (IEC 60529);
- иметь взрывозащищенное исполнение (при установке во взрывоопасных средах, при этом предпочтительным является наличие взрывозащиты вида "i").

4.12.7 Материалы, применяемые для частей клапана, контактирующих с технологической средой, должны быть устойчивы химическому (коррозия) и динамическому (кавитация) воздействию среды.

4.12.7.1 Используемые материалы должны быть применимы во всем диапазоне климатических и технологических температур.

4.12.7.2 Номинальное давление корпус клапана должно быть не менее Ру40.

4.12.8 Степень герметичности затворов отсечных клапанов должна соответствовать требованиям ГОСТ 9544.

4.13 Требования к вспомогательному оборудованию КИП и А

4.13.1 Кабели для прокладки на наружных установках и в зданиях, сооружениях должны допускать возможность их использования при температурах от минус 60°C до плюс 50 °С с температурой монтажа не ниже минус 35 °С.

4.13.2 Все кабели должны быть устойчивыми к воздействию воды, непроницаемыми для газов/паров, хладостойкими, химически стойкими, нераспространяющими горение при групповой прокладке.

4.13.3 Кабельная продукция должна соответствовать ГОСТ 31565.

4.13.4 Кабельные вводы для приборов КИП и А должны быть металлическими (с учетом ограничений, связанных с применением во взрывоопасных средах и установленных в [3]).

4.13.5 Выбор размеров присоединения необходимо выбирать из метрического ряда согласно проектных спецификаций.

4.13.6 Применять кабельный ввод с устройством для фиксации металлоукава для небронированных кабелей, для бронированных – специальный ввод. Кабельный ввод должен выбираться с учетом диаметра кабеля.

4.13.7 Кабельные вводы должны выбираться в соответствии с зоной взрывоопасности, в которой располагается прибор КИП и А, и уровнем и видом взрывозащиты самого прибора КИП и А.

4.14 Требования к ПО и протоколам обмена информацией

4.14.1 Применяемое системное ПО создается на базе лицензионной операционной системы или операционной системы «с открытым кодом» и обеспечивает возможность изменения конфигурации системы.

4.14.2 Прикладное ПО создают по модульному принципу, открытым для модернизации, комплектуют листингами программ и описанием на русском языке.

4.14.3 Инструментальное ПО включает среды визуального проектирования и разработки, поддерживающие высокоуровневые языки программирования, а также средства контроля версий программного кода, разработанного с применением данного ПО.

4.14.4 Для передачи данных используют протоколы передачи данных по ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

4.14.5 Обмен массивами данных выполняется по стандартным открытым протоколам передачи данных. Допускается применение специализированных протоколов, рекомендуемых производителем оборудования.

4.15 Требования к метрологическим стендам по поверке средств измерений давления, температуры, уровня, анализаторов, вибропреобразователей, датчиков осевого сдвига

4.15.1 Стенды по поверке средств измерений должны обеспечивать поверку в автоматическом режиме средств измерений согласно их утвержденным методикам поверки.

4.15.2 Стенды должны быть укомплектованы стационарными АРМ с возможностью (в ходе проведения поверки) формирования протоколов поверки и дистанционной передачи сведений о результатах поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

4.15.3 Состав эталонного оборудования должен быть подобран исходя из требований к точности измерений того или иного средства измерений данной карточки технических решений. Диапазон эталонного оборудования должен охватывать диапазон измерения всего парка того или иного средства измерений.

Библиография

- [1] Приказ Росстандарта от 02.07.2019 N 1502 "Об утверждении рекомендуемых предельных значений интервалов между поверками средств измерений"
- [2] Постановлением Правительства РФ № 879 от 31.10.2009 (с изменениями и дополнениями) "Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации"
- [3] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах"
- [4] NACE MR0103/ISO 17945 Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Metallic materials resistant to sulfide stress cracking in corrosive petroleum refining environment
- [5] IEC 61131-2 (2017) Industrial-process measurement and control - Programmable controllers - Part 2: Equipment requirements and tests (Измерение и управление производственным процессом. Контроллеры программируемые. Часть 2. Требования к оборудованию и испытания)
- [6] NAMUR NE43 Standardization of the Signal Level for the Failure Information of Digital Transmitters
- [7] NAMUR NA01/ IEC 60947-5-6 Low-voltage switchgear and controlgear - Part 5-6: Control circuit devices and switching elements - DC interface for proximity sensors and switching amplifiers (Аппаратура коммутационная и аппаратура управления низковольтная. Часть 5-6. Аппараты и коммутационные элементы цепей управления. Устройства сопряжения постоянного тока для датчиков наличия и переключающих усилителей)
- [8] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением"
- [9] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 004/2011 "О безопасности низковольтного оборудования"
- [10] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"
- [11] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 020/2011 "Электромагнитная совместимость технических средств"
- [12] Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности МИ 3151-2008
- [13] Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компактпрувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и

поточным преобразователем плотности МИ 3272-2010

[14] Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки, поточного преобразователя плотности и счетчиков-расходомеров массовых МИ 3313-2011

[15] Счетчики-расходомеры (расходомеры) массовые. Методика поверки на базе счетчиков-расходомеров (расходомеров) массовых МИ 3622-2020

[16] EN 13190:2001 Dial thermometers (Термометры с шкалой)

[17] СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"

[18] ISA 75.25 Control Valve Dynamic Testing

[19] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 016/2011 "О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе"

[20] Федеральный закон "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 N 102-ФЗ

[21] Постановление Правительства РФ от 16 ноября 2020 г. N 1847 "Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений"

[22] Приказ министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 31 июля 2020 года N 2510 "Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке"

[23] Правила устройства электроустановок, издание 7

[24] IEC 62262(2021) Degrees of protection provided by enclosures for electrical equipment against external mechanical impacts (IK code) (Электрооборудование. Степени защиты, обеспечиваемой оболочками от наружного механического удара (код IK))

[25] IEC 61515(2016) Mineral insulated metal-sheathed thermocouple cables and thermocouples (Кабели термопар и термопары с минеральной изоляцией и металлической оболочкой)

[26] IEC 60751(2022) Industrial platinum resistance thermometers and platinum temperature sensors (Промышленные платиновые термометры сопротивления и температурные датчики)

[27] ISO 17945:2015 Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Metallic materials resistant to sulfide stress cracking in corrosive petroleum refining environments (Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность. Металлические материалы, устойчивые к сульфидному растрескиванию под напряжением в коррозионной среде нефтеперерабатывающих заводов)

[28] ISO 5168:2005 Measurement of fluid flow - Procedures for the evaluation of uncertainties (Измерение потока текучей среды. Методы оценки неопределенностей)

[29] ISO 12242:2012 Measurement of fluid flow in closed conduits - Ultrasonic transit-time meters for liquid (Измерение потока жидкости в закрытых каналах. Ультразвуковые счетчики времени прохождения для жидкости)

[30] ANSI/ASME B 1.20.1-1983 Pipe Threads, General Purpose, Inch