

Требования к оборудованию КИП и А

Общие технические требования



СВЕДЕНИЯ О СТАНДАРТЕ

Разработан:

АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив»

Внесен:

Комитетом по промышленной автоматизации АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив»

Принят:

АНО «Институтом нефтегазовых технологических инициатив»

Введен взамен:

СТО ИНТИ S.90.6-2022 (редакция 1)

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	6
2	Термины, определения и сокращения	7
3	Требования к КИП и А.....	9
3.1	Общие требования.....	9
3.1.1	Требования к документации.....	9
3.1.2	Поверка	10
3.1.3	Единицы измерения.....	10
3.1.4	Взрывозащита	10
3.1.5	Материал прибора.....	11
3.1.6	Климатическое исполнение и степень защитной оболочки	11
3.1.7	Требования к электромагнитной совместимости и помехоустойчивости.....	11
3.1.8	Требования к надежности приборов, используемых в контурах ПАЗ.....	12
3.1.9	Маркировочные таблички	12
3.1.10	Питание приборов.....	12
3.1.11	Требования к соединительным коробкам	12
3.1.12	Кабельный ввод	13
3.1.13	Клеммные зажимы/колодки КИП.....	13
3.1.14	Местный индикатор/ ЖК дисплей	13
3.1.15	Требования к трубным проводкам.....	13
3.1.16	Защита от импульсных перенапряжений	14
3.1.17	Самодиагностика	14
3.1.18	Требование к надежности	14
3.1.19	Требования к материалам	14
3.1.20	Требования к транспортировке, консервации и хранению.....	14
3.2	Требования к сигналам контрольно-измерительных приборов и автоматики	14
3.2.1	Типы сигналов	14
3.2.2	Аналоговые сигналы ввода/вывода (AI/AO).....	15
3.2.3	Дискретные входные/выходные сигналы (DI).....	15
3.2.4	Интерфейс с PLC комплектными системами	15
3.3	Требования к средствам измерения температуры.....	15
3.3.1	Введение	15
3.3.2	Общие требования	15
3.3.3	Требования к показывающим термометрам.....	16
3.3.4	Термопреобразователи сопротивления	16
3.3.5	Преобразователи термоэлектрические	16
3.3.6	Многоточечный/многозонный датчик температуры.....	17

3.3.7 Датчик контроля пламени.....	17
3.4 Требования к средствам измерения давления	18
3.4.1 Введение	18
3.4.2 Общие требования	18
3.4.3 Манометры.....	19
3.4.4 Преобразователи давления	19
3.4.5 Реле давления.....	20
3.5 Требования к средствам измерения уровня	20
3.5.1 Введение	20
3.5.2 Общие требования	20
3.5.3 Местные индикаторы уровня.....	21
3.5.4 Буйковые уровнемеры	22
3.5.5 Магнитострикционные уровнемеры	22
3.5.6 Радарные бесконтактные уровнемеры	22
3.5.7 Волноводный/микроволновый уровнемер.....	23
3.5.8 Ультразвуковой уровнемер.....	23
3.5.9 Сигнализаторы уровня	23
3.6 Требования к средствам измерения расхода	24
3.6.1 Введение	24
3.6.2 Общие требования	24
3.6.3 Ротаметры.....	24
3.6.4 Вихревые расходомеры.....	24
3.6.5 Массовые (кориолисовые) расходомеры.....	25
3.6.6 Электромагнитные расходомеры.....	25
3.6.7 Ультразвуковые расходомеры.....	26
3.6.8 Многофазные расходомеры	26
3.6.9 Счетчики количества жидкости.....	27
3.6.10 Турбинный преобразователь расхода	27
3.7 Требования к вибропреобразователям и датчикам осевого сдвига	28
3.7.1 Вибропреобразователь	28
3.7.2 Датчик осевого сдвига	28
3.8 Требования к средствам контроля загазованности	28
3.8.1 Введение	28
3.8.2 Общие требования	28
3.8.3 Инфракрасные датчики загазованности	29
3.8.4 Фотоионизационные датчики загазованности.....	30
3.8.5 Термокаталитические датчики загазованности	30
3.8.6 Электрохимические датчики загазованности	30

3.8.7	Двухканальные датчики загазованности.....	30
3.8.8	Многоканальный портативный датчик загазованности.....	31
3.8.9	Требования к постам загазованности.....	31
4	Требования к системам измерения количества продукта в резервуарах.....	33
4.1	Введение.....	33
4.2	Общие требования.....	33
	Библиография и нормативные ссылки.....	37

1 Общие положения

- 1.1 Настоящий стандарт разработан с целью установления единых требований для КИП и А, таких как: средства измерения расхода, уровня, давления, температуры и носит рекомендательный характер.

«Должен»: в данном стандарте слово «должен» означает минимальное требование для соответствия спецификации.

«Следует»: в данном стандарте слово «следует» означает рекомендацию или совет, но не требование по соответствию спецификации
- 1.2 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 систем автоматизации технологических процессов объектов организаций нефтегазовой отрасли.
- 1.3 Положения настоящего стандарта вступают в силу с момента его утверждения и действуют до момента утверждения актуализированной версии стандарта, 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 Термины, определения и сокращения

- 2.1 В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:
- 2.1.1 **время реакции:** Минимальный промежуток времени, в течение которого происходит установление показаний датчика на уровень, соответствующий измеряемому значению входной величины.
- 2.1.2 **заказчик:** Покупатель, обратившийся к продавцу с заявкой на поставку какой-либо продукции и/или выполнение услуг.
- 2.1.3 **запрос технического предложения:** Запрос от производителя или поставщика оборудования с указанием необходимых требований, параметров и данных оборудования.
- 2.1.4 **измерение:** Совокупность операций, выполняемых для определения количественного значения величины.
- 2.1.5 **измерительная система:** Совокупность измерительных, связующих, вычислительных компонентов, образующих измерительные каналы, и вспомогательных устройств (компонентов измерительной системы), функционирующих как единое целое, предназначенная для:
- получения информации о состоянии объекта с помощью измерительных преобразований в общем случае множества изменяющихся во времени и распределенных в пространстве величин, характеризующих это состояние;
 - машинной обработки результатов измерений;
 - регистрации и индикации результатов измерений и результатов их машинной обработки;
 - преобразования этих данных в выходные сигналы системы в разных целях.
- 2.1.6 **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.

- 2.1.7 **капиллярная линия:** Линия передачи импульса давления от разделительной мембраны до прибора КИП и А посредством гидравлической жидкости.
- 2.1.8 **компания:** Организация нефтегазовой отрасли.
- 2.1.9 **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.
- 2.1.10 **методика измерений:** Совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности.

- 2.1.11 **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.
- 2.1.12 **сужающее устройство:** Техническое устройство, устанавливаемое в измерительном трубопроводе, со сквозным отверстием для создания перепада давления среды путем местного уменьшения площади сечения трубопровода (сужения потока).
- 2.1.13 **средство измерений:** Техническое средство, предназначенное для измерений определенной физической величины.

2.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АРМ	– автоматизированное рабочее место
АСУТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом
ВПИ	– верхний предел измерений
ДВК	– до взрывная 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

3 Требования к КИП и А

3.1 Общие требования

3.1.1 Требования к документации

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);
- сведения о результатах поверки средства измерений, включенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (выписка), срок окончания действия поверки не менее $2/3$ межповерочного интервала на момент поставки, поверку средств измерений проводят региональные центры стандартизации и метрологии (ЦСМ), допускается поверка аккредитованными юридическими лицами;
- сертификат (или декларацию) соответствия ТР ТС 012/2011 для оборудования, применяемого во взрывоопасных зонах;
- сертификат ТР ТС 032/2013 для оборудования, работающего под избыточным давлением;
- сертификат (или декларацию) соответствия ТР ТС 010/2011;
- сертификат (декларация) соответствия ТР ТС 020/2011;
- технический паспорт с указанным сроком эксплуатации, руководство по монтажу и эксплуатации на русском языке (при наличии). В паспортах на КИП должны указываться показатели надежности, в соответствии с п. 5.1.8 (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 533).
- утвержденная методика поверки (для средств измерения);
- сертификат соответствия интегральному уровню функциональной безопасности (для оборудования, применяемого в ПАЗ);
- методики измерения, метрологические экспертизы и экспертизы промышленной безопасности (при необходимости);
- инструкция по сервисному обслуживанию (при наличии);
- сертификат УПБ для применения в системе ПАЗ (соответствие требованиям ГОСТ Р МЭК 61508 и ГОСТ Р МЭК 61511, (для средств измерения);
- наличие руководства и расчета функциональной безопасности УПБ;
- производственный цикл изготовления оборудования должен быть в полном объеме локализован на территории РФ, оборудование должно быть включено в «Реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации» (<https://gisp.gov.ru/pp719v2/pub/prod/>).

3.1.2 Поверка

3.1.2.1 Средства измерения должны быть поверены в соответствии с приказом Минпромторга от 31.07.2020 № 2510. Результаты поверки средств измерений должны быть подтверждены сведениями о результатах поверки средств измерений, включенными в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФГИС Аршин). По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку, на средство измерений может быть нанесен знак поверки, и (или) выдано свидетельство о поверке средства измерений, и (или) в паспорт (формуляр) средства измерений внесена запись о проведенной поверке, заверенная подписью поверителя и знаком поверки, с указанием даты поверки.

3.1.2.2 Предельные значения интервалов между поверками средств измерений должны соответствовать срокам, установленным в сертификате (свидетельстве) об утверждении типа средства измерения, если иное не предусмотрено НТД и внутренней документации эксплуатирующей организации

3.1.3 Единицы измерения

Единицы измерения должны быть в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 879 от 31.10.2009 и системой СИ, если иное не указано в ТЗ на оборудование (в таком случае необходимо указание нормативного документа, регламентирующего применения единицы измерения).

3.1.4 Взрывозащита

Оборудование, предназначенное для размещения во взрывоопасных зонах, должно соответствовать классу взрывозащищенности согласно ГОСТ IEC 60079-14 и отвечать требованиям ТР ТС 012/2011, что должно быть подтверждено предоставлением соответствующего сертификата соответствия.

Предпочтительными являются следующие виды взрывозащиты:

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

Взрывозащищенное исполнение «искробезопасная электрическая цепь» Ex i допускается использовать только в тех случаях, когда отсутствует возможность выбрать исполнение Ex d, т.е. для зоны класса 0 или специфической области применения.

При использовании искробезопасных контуров для каждого контура должен быть выполнен расчет искробезопасной цепи.

Для активных барьеров искрозащиты, использование которых предполагается для приборных функций безопасности систем ПАЗ с УПБ (SIL), требуется проверка на соответствие функциональной безопасности по ГОСТ Р МЭК 61508. В составе документации должны быть представлены данные по частотам отказов различного вида (SD, SU, DD, DU), требования и частота выполнения проверочных испытаний, ограничения на применение.

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

Температурный класс и группа оборудования КИП должны соответствовать контролируемой среде.

3.1.5 **Материал прибора**

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. Резьбовые соединения должны быть выполнены из материалов устойчивых к коррозии. Материал корпуса подбирается в соответствии с требованиями стандарта ГОСТ Р 52931.

3.1.6 **Климатическое исполнение и степень защитной оболочки**

3.1.6.1 Климатическое исполнение оборудования определяется в зависимости от климатических условий на месте эксплуатации и должно соответствовать ГОСТ 15150.

3.1.6.2 Степень защиты оболочки для оборудования КИП и А следует выбирать исходя из условий эксплуатации в соответствии с ГОСТ 14254.

3.1.6.3 При отсутствии технической возможности по эксплуатации КИП и А в требуемом температурном диапазоне, а также обеспечению требуемой IP по согласованию с заказчиком допускается установка КИП и А в термообогреваемых чехлах и шкафах.

3.1.7 **Требования к электромагнитной совместимости и помехоустойчивости**

3.1.7.1 Электрооборудование и система электроснабжения в целом должны отвечать требованиям электромагнитной совместимости в соответствии с ГОСТ 30804.6.2 (МЭК 61000-6-2); ГОСТ Р 51317.6.5 (МЭК 61000-6-5), и на них должны быть оформлены сертификаты соответствия ТР ТС 020/2011.

3.1.7.2 В соответствии с ТР ТС 020/2011 технические средства подлежат обязательной сертификации уполномоченными органами и испытательными лабораториями. Соответствие должно быть подтверждено сертификатами по ЭМС и специальной маркировкой с информацией о совместимости. Ввоз технического оборудования, подлежащего обязательной сертификации на соответствие требованиям электромагнитной совместимости, без сертификата по ЭМС, выданного органами Российской Федерации, запрещен.

3.1.7.3 Все электрооборудование и материалы должны соответствовать установленным нормативам по электромагнитному излучению и устойчивости к помехам для планируемых условий эксплуатации, отвечать общим нормативам по электромагнитному излучению согласно ГОСТ МЭК 61000-6-4 и общим уровням устойчивости к помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах согласно ГОСТ МЭК 61000-6-2.

3.1.7.4 В части уровней помехоустойчивости отдельные единицы оборудования/компоненты должны соответствовать, как минимум, уровню испытаний 3 (промышленное оборудование) согласно ГОСТ МЭК 61000-4 (базовые стандарты).

3.1.7.5 В части нормативов по электромагнитному излучению отдельные единицы оборудования/компоненты должны соответствовать как минимум пределам сбоя по классу А (промышленное оборудование) согласно стандартам самостоятельной серии МЭК/CISPR.

3.1.7.6 Расположение компонентов должно соответствовать сложившейся инженерной практике и предусматривать доступ для замены, испытаний и обслуживания.

3.1.7.7 При использовании чувствительных элементов, в которых применяются источники радиоактивного излучения, должны соблюдаться соответствующие местные нормативные требования. Поставщик должен обеспечить все необходимые разрешения на использование этого оборудования.

3.1.8 Требования к надежности приборов, используемых в контурах ПАЗ

Уровень полноты безопасности для приборных контуров определяется в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61508, ГОСТ Р МЭК 61511. Применяемый метод и расчет анализа уровня полноты безопасности должен быть согласован с Заказчиком.

3.1.8.1 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.

3.1.8.2 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 ПАЗ.

3.1.9 Маркировочные таблички

3.1.9.1 Маркировочные таблички (шильдики) должны быть изготовлены из нержавеющей стали, либо из материала, обеспечивающего стойкость к воздействию окружающей среды.

3.1.9.2 Рекомендуются использовать лазерную гравировку в качестве стандартного способа нанесения маркировки на таблички из нержавеющей стали.

3.1.9.3 На табличке необходимо указать полное обозначение прибора.

3.1.9.4 Не рекомендуется использование табличек с черными и темными поверхностями.

3.1.10 Питание приборов

3.1.10.1 Электропитание полевых КИП с аналоговым токовым выходным сигналом должно быть 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. При невозможности выполнения данного требования конкретными типами КИП допустима 4-проводная схема подключения

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

3.1.10.3 Допускается использование аккумуляторных батарей в качестве источников питания.

3.1.11 Требования к соединительным коробкам

3.1.11.1 Преимущественно применение клеммных колодок с плоско-пружинным зажимом, в обоснованных случаях допускается применение винтовых клемм.

Клеммные зажимы/колодки КИП должны позволять подключить жилы сечением от 0,2 до 2,5 мм²

3.1.11.2 Количество резервных клемм:

- в коробках до 10 клемм - не менее одной резервной клеммы;
- в коробках с 10 клеммами и более – не менее пяти резервных клемм.

3.1.11.3 Предусмотреть не менее двух резервных кабельных вводов с заглушками.

3.1.11.4 Корпус выбирается исходя из условий эксплуатации (предпочтительно алюминиевый сплав, в обоснованных случаях допускается ударопрочный полиэстер, армированный стекловолокном). Для взрывоопасных зон вид взрывозащиты «Ехе», для остальных случаев общепромышленное исполнение. Должна предусматриваться фиксация крышки в открытом положении (петли), фиксация болтов и гаек в корпусе.

3.1.12 Кабельный ввод

3.1.12.1 Кабельные вводы для приборов КИП и А должны быть металлическими (с учетом ограничений, связанных с применением во взрывоопасных средах и установленных в ТР ТС 012/2011).

3.1.12.2 Выбор размеров присоединения необходимо выбирать из метрического ряда согласно проектным спецификациям.

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

3.1.12.4 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.

3.1.13 Клеммные зажимы/колодки КИП

Клеммные зажимы/колодки КИП должны позволять подключить жилы сечением от 0,2 до 2,5 мм². Рекомендуется использовать клеммы с плоско-пружинным зажимом для надежности работы системы и сокращения времени проведения технического обслуживания.

3.1.14 Местный индикатор/ ЖК дисплей

Предусматривать дисплей (ЖК, LED) для преобразователей температуры, давления, расхода (кроме обоснованных случаев). Допускается использование выносных индикаторов в обоснованных случаях, когда требуется по технологии.

3.1.15 Требования к трубным проводкам

3.1.15.1 Соединения импульсных линий рекомендуется применять разъемного типа.

3.1.15.2 Фитинги должны быть выполнены из нержавеющей стали с двойным уплотнением (типа Dk-Lok) и иметь возможность многократного монтажа/демонтажа соединений – не менее 25 раз.

3.1.15.3 Трубки для подвода технологической среды предусматривать бесшовные из аустенитной нержавеющей стали, внутренним диаметром в соответствии с СП 77.13330. В общем случае рекомендуется применять трубку 12x1,5 мм повышенной прочности. Допуск наружного диаметра не должен превышать ±0,13 мм, а твердость не более HRB 90. Показатель эквивалента стойкости к точечной коррозии не менее 23.

3.1.15.4 Импульсные линии, применяемые для отсечной и регулирующей арматуры, должны соответствовать следующим требованиям:

- герметичность затвора арматуры класса «А» по ГОСТ 54808;
- прошедшие испытания на плотность, герметичность затвора и прочность при $1,5 \times P_{раб}$ по ГОСТ 33257.

3.1.15.5 Маркировку изделий необходимо выполнять на русском языке.

3.1.16 Защита от импульсных перенапряжений

Защита от импульсных перенапряжений должна предусматриваться для КИП, установленных вне зданий и КИП, кабель к которым проходит вне зданий.

3.1.17 Самодиагностика

Выбранные полевые устройства должны обеспечивать, самодиагностирование, самотестирование, диагностирование ошибок измерения с возможностью передачи диагностической информации по цифровым протоколам связи.

3.1.18 Требование к надежности

Наработка на отказ для датчиков и механизмов не менее 10000 ч (для датчиков коммерческого учета, вторичного оборудования, датчиков ПАЗ, исполнительных механизмов ПАЗ не менее 20000 ч) в соответствии с ГОСТ 27.002.

3.1.19 Требования к материалам

3.1.19.1 Не допускается использование опытных образцов или оборудования. Только типовые модели, находящиеся в стандартном текущем производстве.

3.1.19.2 Покупные комплектующие изделия и материалы в составе КИП должны пройти входной контроль, в соответствии с нормативно-технической документацией Завода-изготовителя.

3.1.20 Требования к транспортировке, консервации и хранению

3.1.20.1 Выбор упаковки должен производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 23216.

3.1.20.2 Транспортирование упакованных КИП выполняется в закрытом транспорте по группе условий хранения в соответствии с требованиями ГОСТ 15150.

3.1.20.3 Консервация и хранение должны производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 23216.

3.1.20.4 Условия хранения должны обеспечивать сохранность геометрических размеров, работоспособность оборудования.

3.2 Требования к сигналам контрольно-измерительных приборов и автоматики

3.2.1 Типы сигналов

Входные и выходные сигналы датчиков и исполнительных устройств, органов управления должны удовлетворять следующим требованиям:

- 4-20 мА, предпочтительно двухпроводное подключение, допустимо четырехпроводное;
- 4-20 мА с наложенным цифровым HART (или протокол с аналогичным функционалом);

- дискретные («сухой контакт» или Namur). В ПАЗ системах следует использовать Namur для подключения дискретных измерительных приборов, в распределенных системах преимущественно Namur, в обоснованных случаях «сухой контакт»;
- импульсные (+24 В, до 10 кГц);
- цифровые по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus RTU).

3.2.2 Аналоговые сигналы ввода/вывода (AI/AO)

Предусмотреть 2-х проводную схему подключения, напряжение питания =24 В, входной/выходной сигнал 4-20 мА+HART (или протокол с аналогичным функционалом). Интеллектуальные датчики с аналоговым токовым выходным сигналом («токовая петля») должны быть обеспечены функцией диагностики технического состояния прибора.

Допускается исключение требований по наличию цифрового протокола для комплектных приборов систем ОВКВ, горелок факелов, котельного оборудования и в других обоснованных случаях (по согласованию с Генпроектировщиком и Заказчиком).

3.2.3 Дискретные входные/выходные сигналы (DI)

Предусмотреть 2-х проводную схему подключения, напряжение питания =24 В, входной/выходной сигнал "сухой контакт", механический, однополюсный на два направления (SPDT).

Дискретный входной сигнал должен обеспечивать контроль следующих состояний:

- контакт замкнут;
- контакт разомкнут;
- обрыв линии;
- короткое замыкание линии (КЗ).

3.2.4 Интерфейс с PLC комплектными системами

Преимущественно для связи с подсистемами и ЛСУ необходимо применять Modbus TCP, Modbus RTU, а так же протоколы стандартизированные на территории РФ.

3.3 Требования к средствам измерения температуры

3.3.1 Введение

В настоящем разделе описаны требования к приборам для измерения температуры на предприятиях нефтегазовой отрасли. Данный раздел распространяется на датчики температуры, датчики наличия пламени и на защитные гильзы.

3.3.2 Общие требования

3.3.2.1 Датчик температуры должен быть оснащен встроенным преобразователем (в обоснованных случаях допускается использование выносного вторичного преобразователя).

3.3.2.2 Основная абсолютная погрешность определяется исходя из требований к точности измерений в соответствии с техпроцессом.

3.3.2.3 Датчики температуры подшипников (насосов, воздуходувок, дымососов и иного динамического оборудования) должны иметь исполнение, обеспечивающее устойчивость к вибрации по ГОСТ Р 52931.

- 3.3.2.4 Корпус датчика и узел его крепления должны обладать достаточной механической прочностью для защиты от случайных воздействий.
- 3.3.2.5 Первичные преобразователи температуры (термопары, термометры сопротивления и т.д.), а также биметаллические термометры, должны поставляться комплектно с защитными гильзами. В обоснованных случаях допускается использование преобразователя температуры без гильзы:
- материал защитных гильз определяется условиями применения (контролируемой средой);
 - резьбовое соединение термометр-гильза - M20x1,5 или с резьбой 1/2" NPT;
 - резьбовое соединение гильзы с процессом - M20x1,5, в отдельных случаях допускается G 1/2.
- 3.3.2.6 Для технологических процессов, в которых преобладают большие скорости и высокое давление, необходима установка усиленных конических цельноточенных защитных гильз с резьбой присоединения к процессу M33x2.
- 3.3.2.7 Для защитных гильз, устанавливаемых в технологические потоки с абразивными включениями (например, катализатор), должна быть выполнена антиабразивная наплавка на погружную часть гильзы.

3.3.3 Требования к показывающим термометрам

- 3.3.3.1 Показывающие термометры должны быть биметаллическими с круглым циферблатом, со шкалой в градусах Цельсия (°C) с печатью черного цвета на белом фоне. Термометры должны соответствовать ГОСТ 25741.
- 3.3.3.2 Класс точности должен быть не более 1,5 (для узлов учета, не более 1)
- 3.3.3.3 Рекомендуется применять биметаллический термометр, оборудованный корректором нуля.
- 3.3.3.4 Биметаллический термометр должен быть оборудован карданным механизмом для возможности поворота шкалы прибора на угол до 90°.
- 3.3.3.5 Биметаллический термометр должен быть оборудован антибликовым защитным стеклом и соответствовать требованиям ГОСТ 10958.

3.3.4 Термопреобразователи сопротивления

- 3.3.4.1 Рекомендуется применять ТС типа Pt100 классом допуска А по ГОСТ 6651. В обоснованных случаях допускается применение других классов допуска или индивидуальных статических характеристик.
- 3.3.4.2 Диапазон применения термопреобразователей сопротивления должен быть в пределах от минус 200 °C, до плюс 600 °C.
- 3.3.4.3 Допускается применение накладных термометров для систем ОВКВ и ТГС.
- 3.3.4.4 Для термопреобразователей сопротивления допускается использовать 3-х, 4-х проводную схему подключения к преобразователю.

3.3.5 Преобразователи термоэлектрические

- 3.3.5.1 Термоэлектрические преобразователи должны соответствовать требованиям ГОСТ 6616.
- 3.3.5.2 Номинальные статические характеристики преобразования термопар должны соответствовать ГОСТ Р 8.585.

- 3.3.5.3 Диапазон применения термоэлектрических преобразователей должен быть от минус 200 °С до плюс 1300 °С.
- 3.3.5.4 Термопары должны быть выполнены с изолированным рабочим спаем.
- 3.3.5.5 В материале термоэлектродов в рабочем диапазоне температур не должно происходить аллотропических превращений, вызывающих скачкообразные изменения ТЭДС.
- 3.3.5.6 Термоэлектроды должны обладать достаточной коррозионной стойкостью и быть устойчивыми против окислительного и восстановительного действия среды.
- 3.3.5.7 Для подключения термопары к выносному вторичному преобразователю следует использовать компенсационный провод.
- 3.3.5.8 При использовании термопары с выносным вторичным преобразователем, предусмотреть в составе преобразователя устройство компенсации напряжения.

3.3.6 Многоточечный/многозонный датчик температуры

- 3.3.6.1 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С:
- в диапазоне контролируемой среды от минус 45 °С до минус 10 °С - ± 2 °С;
 - в диапазоне контролируемой среды от минус 10 °С до 85 °С - $\pm 0,3$ °С;
 - в диапазоне контролируемой среды от 85 °С до 125 °С - ± 2 °С.
- 3.3.6.2 При выборе типа датчика отдавать приоритет моделям, поверка которых допускается по месту эксплуатации, без возможности вывоза в специализированные лаборатории.
- 3.3.6.3 Питание и передача данных измерений по двухпроводной схеме подключения (для приборов с HART протоколом или приборов с аналогичным функционалом) или четырехпроводной с применением выхода RS-485. В случае использования индивидуального протокола передачи данных необходимо согласование с Заказчиком.

3.3.7 Датчик контроля пламени

- 3.3.7.1 Датчики контроля пламени должны соответствовать ГОСТ Р 52229 в части, относящейся к устройствам контроля пламени.
- 3.3.7.2 Рекомендуется выбирать датчики, в которых в качестве чувствительных элементов используется фотодиод, фоторезистор, ультрафиолетовый сенсор, инфракрасный сенсор или ионизационный сенсор.
- 3.3.7.3 Датчик должен быть оснащен регулировкой чувствительности (регулируемый порог срабатывания).
- 3.3.7.4 Рекомендуется выбирать датчики, для функционирования которых не требуется внешний усилитель сигнала.
- 3.3.7.5 Датчик должен работать в ИК и УФ диапазонах.

3.4 Требования к средствам измерения давления

3.4.1 Введение

Датчики давления и датчики разности давлений используются для мониторинга давления в жидкостной либо газообразной среде, а также могут использоваться для измерения уровня и расхода.

В настоящем разделе описаны требования к приборам для измерения давления, их установке и принадлежностям.

3.4.2 Общие требования

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

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

3.4.2.3 Для измерения давления вязких сред должны использоваться датчики в комплекте с мембранными разделителями сред. Размер мембранных уплотнений должен выбираться в соответствии с требованиями по погрешности, времени отклика и диапазону измерений.

3.4.2.4 Датчики должны иметь возможность сборки с вентильными блоками для подключения к технологическому процессу.

3.4.2.5 Требования к вентильному блоку:

- материал вентильного блока – нержавеющая сталь;
- применять 2-хвентильный блок для датчика давления (манометра);
- применять пятиклапанные манифольды для датчиков дифференцированного давления;
- минимизировать наличие импульсных линий от точек отбора давления до места установки преобразователей давления (приборы контроля давления устанавливать непосредственно на технологическом оборудовании при помощи закладной конструкции).

3.4.2.6 Присоединения к вентильному блоку:

- датчиков давления – M20x1,5 (внутренняя резьба на вентильном блоке);
- импульсных линий – M20x1,5 (внутренняя резьба на вентильном блоке) под импульсную трубку;
- дренажных – M20x1,5 (внутренняя резьба на вентильном блоке).

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

3.4.2.8 Схема трубной проводки (при наличии) должна обеспечить возможность:

- 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.

3.4.2.9 Заполняющую жидкость мембранных разделителей следует выбирать исходя из условий технологических процессов. Для горячих и холодных технологических процессов в качестве заполняющей жидкости следует выбирать силиконовое масло, для технологических процессов, проводимых при низких температурах – инертный наполнитель.

3.4.3 Манометры

3.4.3.1 Манометры должны соответствовать требованиям ГОСТ 2405.

3.4.3.2 Класс точности должен быть не более 1,5 (для узлов учета, не более 0,6).

3.4.3.3 Манометр должен быть оборудован корректором нуля.

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

3.4.3.5 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 °С.

3.4.3.6 Перегрузочная способность манометра должна составлять:

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

3.4.3.7 При невозможности выбора манометра с учетом 3.4.3.4, должны использоваться специальные защитные клапаны для защиты манометра от перегрузки, входящие в комплект поставки манометра, либо применены специальные перегрузочные манометры.

3.4.3.8 Материал механизма:

- трубка Бурдона – нержавеющая сталь (если не требуется специальных материалов, устойчивых к контролируемой среде);
- трубко-секторный механизм – нержавеющая сталь (если не требуется специальных материалов, устойчивых к контролируемой среде);
- штуцер – нержавеющая сталь (если не требуется специальных материалов, устойчивых к контролируемой среде).

3.4.3.9 Материал корпуса: нержавеющая сталь. В обоснованных случаях допускается применение других материалов устойчивых к контролируемой среде;

3.4.3.10 Диаметр корпуса манометра не менее 160 мм. В обоснованных случаях допускается применение другого диаметра;

3.4.3.11 В комплекте с манометром должен быть указатель предельных значений.

3.4.4 Преобразователи давления

3.4.4.1 Преобразователи давления должны соответствовать требованиям ГОСТ 22520.

3.4.4.2 Датчики давления должны быть оснащены встроенным электронным блоком с унифицированным сигналом (в обоснованных случаях допускается использование выносного вторичного преобразователя).

3.4.4.3 Датчики должны иметь возможность перенастройки (калибровки) диапазона измерений в соотношении не менее чем 1:20 от верхнего предела измерения.

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

3.4.4.5 Относительная погрешность с учетом перенастройки в пределах не менее 5:1 от максимального верхнего предела измерений для датчиков давления и без учета перенастройки и дополнительной погрешности мембранных разделителей и капилляров для преобразователей дифференциального давления:

- рекомендуется применение не более $\pm 0,1$ % ВПИ, допускается применение до $\pm 0,5$ ВПИ для датчиков давления;
- не более $\pm 0,075$ % ВПИ для датчиков давления, устанавливаемых на узлах учета;
- погрешность $\pm 0,25$ % ВПИ для приборов систем вентиляции и котельных;
- погрешность преобразователей дифференциального давления 0,075 %.

3.4.4.6 Дополнительная погрешность преобразователей давления и 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 в пределах диапазона перенастройки, обеспечивающего сохранение основной приведенной погрешности.

3.4.4.7 Датчики с верхним пределом диапазона измерений до 760 мм (включительно) водяного столба должны обладать временем реакции не более 1000 мс.

3.4.4.8 Датчики максимальным верхним пределом диапазона измерений более 760 мм водяного столба должны обладать временем реакции не более 500 мс.

3.4.5 Реле давления

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

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

3.4.5.3 При выборе сигнализаторов давления следует отдавать предпочтение сигнализаторам давления, имеющим независимые программируемые уставки, зоны нечувствительности и режимы работы для каждого выхода переключателя.

3.5 Требования к средствам измерения уровня

3.5.1 Введение

Датчики уровня используют для измерений уровня его поверхности в емкости жидкого или сыпучего вещества .

В данном разделе приведены общие требования к средствам измерения, используемым для измерения уровня жидкости и сыпучих веществ, уровня раздела фаз и к сигнализаторам уровня.

3.5.2 Общие требования

3.5.2.1 Результат измерений уровня должно быть выражен в миллиметрах. В общем случае масштабирование в проценты от объемного уровня не требуется.

3.5.2.2 Датчики уровня должны быть оснащены встроенным электронным блоком с унифицированным сигналом (в обоснованных случаях допускается использование выносного вторичного преобразователя)

- 3.5.2.3 При выборе типа уровнемеров отдавать приоритет моделям, поверка которых допускается по месту эксплуатации, без применения стационарного стенда для поверки уровнемеров.
- 3.5.2.4 На сепарационном оборудовании и подземных емкостях для корректной работы встраиваемых погружных уровнемеров рекомендуется установка направляющих перфорированных труб (успокоительные трубы).
- 3.5.2.5 В комплект поставки должно входить оборудование для настройки уровнемера с соответствующим программным обеспечением.
- 3.5.2.6 Требования к монтажу уровнемеров, сигнализаторов уровня:
- преимущественно на штуцера аппаратов (т.е. без выносных колонок). Дублирующие уровнемеры (при наличии) смонтировать на выносную колонку, предусмотреть возможность демонтажа на работающих аппаратах;
 - фланцевое присоединение, исполнение Е (выступ) на емкости, F (впадина) на уровнемере, при давлении свыше 6,3 МПа исполнение J на емкости, J на уровнемере, по ГОСТ 33259 - определяется при проектировании;
 - при выборе типа монтажа на штуцере аппарата/с выносной колонкой, необходимо руководствоваться возможностью замены прибора без остановки технологии. В случае необходимости предусмотреть запорную арматуру для отсечения от тех. процесса.

3.5.3 Местные индикаторы уровня

- 3.5.3.1 Местные индикаторы уровня необходимо монтировать на выносную колонку. Также возможен монтаж уровнемеров на выносных камерах диаметром 100 мм.
- 3.5.3.2 Местные индикаторы уровня должны соответствовать следующим требованиям:
- преимущественно необходимо применять байпасные уровнемеры с магнитными роликовыми индикаторами;
 - отражающие стекла используются в среде незагрязненных бесцветных жидкостей.
- 3.5.3.3 Прозрачные стекла используются в среде кислых, щелочных, загрязненных или вязких, цветных жидкостей и для измерения уровня раздела фаз жидкостей. В случае присутствия жидкостей, агрессивно воздействующих на стекло, следует предусмотреть стекла прозрачного типа с износостойким покрытием:
- вентили для подачи промывочной жидкости (в обоснованных случаях), расположенные на технологических штуцерах;
 - угол обзора шкалы прибора не менее 180°;
 - абсолютная погрешность измерения уровня и уровня раздела двух сред, мм, не более ± 5 ;
 - дренажный вентиль для освобождения от продукта;
 - в зависимости от места установки прибора и измеряемой среды предусмотреть теплоизоляцию и электротрообогрев;
 - для обеспечения возможности чистки камеры нижнюю часть выполнить с фланцевым соединением.

3.5.3.4 При выборе типа монтажа необходимо руководствоваться возможностью замены средства измерения без остановки технологического процесса. В случае необходимости предусмотреть запорную арматуру для отсечения от технологического процесса.

3.5.4 Буйковые уровнемеры

3.5.4.1 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.

3.5.4.2 Буйковые уровнемеры должны соответствовать следующим требованиям:

- погрешность измерения должна соответствовать требованиям технологического процесса или поставщика оборудования и должна определяться проектировщиком;
- диапазон измерения – до 5 м;
- принцип передачи измеряемой величины "бук – торсионная трубка";
- датчики должны обладать временем реакции не более 3 с;
- датчики должны обладать временем обновления информации, не превышающим значения 500 мс;
- иметь возможность калибровки и настройки диапазона с жидкостью и без неё;
- обеспечивать сохранение последних данных конфигурации и калибровки при отключении питания.

3.5.5 Магнитострикционные уровнемеры

3.5.5.1 Рекомендуется применять для измерения уровня однородных, в том числе агрессивных, жидкостей, находящихся при высоких рабочих давлениях (до 32 МПа), широком диапазоне температур (от минус 200 °С до +600 °С).

3.5.5.2 Магнитострикционные уровнемеры должны соответствовать следующим требованиям:

- абсолютная погрешность не более ± 5 мм измерения;
- обеспечивать сохранение последних данных конфигурации и калибровки при отключении питания;
- нижняя и верхняя зона нечувствительности, не более 50 мм;

3.5.6 Радарные бесконтактные уровнемеры

3.5.6.1 Радарные бесконтактные уровнемеры применяются в емкостях под атмосферным и избыточным давлением, для измерения уровня жидкостей и сыпучих материалов.

3.5.6.2 Радарные бесконтактные уровнемеры должны соответствовать следующим требованиям:

- абсолютная погрешность измерения для учетных операций - не более ± 2 мм, для технологических – не более ± 3 мм;
- для избегания влияния агрессивной технологической атмосферы на модуль электроники применять двухсекционные корпуса;
- наличие компенсации ложных отражений от внутренних конструкций и

стенок, при этом в комплект поставки должно входить оборудование для настройки уровнемера с соответствующим программным обеспечением.

3.5.7 Волноводный/микроволновый уровнемер

3.5.7.1 Микроволновые уровнемеры должны применяться при измерении уровня и границы раздела сред однофазных и двухфазных жидкостей и жидкостей с часто изменяющейся плотностью.

3.5.7.2 Микроволновые уровнемеры должны соответствовать следующим требованиям:

- абсолютная погрешность измерения уровня – не более +/- 3 мм;
- абсолютная погрешность измерения границы раздела сред – не более +/- 5 мм;
- возможность укорачивать зонд на месте эксплуатации (для тросового зонда);
- для избегания влияния агрессивной технологической атмосферы на модуль электроники применять двухсекционные корпуса.

3.5.8 Ультразвуковой уровнемер

3.5.8.1 Уровнемер, ультразвукового принципа действия могут применяться для измерения уровня агрессивных, вязких, неоднородных жидких сред, сыпучих продуктов, способны проводить измерения уровня слабо парящих, дымящих, бурлящих жидкостей, а также слабо пенящихся жидкостей.

3.5.8.2 Ультразвуковые уровнемеры должны соответствовать следующим требованиям:

- предел допускаемой основной приведенной погрешности измерений уровня - $\pm 0,5$ % от ВПИ;
- обеспечивать сохранение последних данных конфигурации и калибровки при отключении питания.

3.5.9 Сигнализаторы уровня

3.5.9.1 Сигнализаторы уровня используются для контроля предельного уровня емкостей, резервуаров, баков, трубопроводов с жидкостями или сыпучими материалами.

3.5.9.2 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 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 выходной сигнал Naurig (в обоснованных случаях «сухой контакт») или его аналог.

3.6 Требования к средствам измерения расхода

3.6.1 Введение

Расходомеры предназначены для измерения объемного или массового расхода вещества.

В настоящем разделе содержатся требования к расходомерам, используемым в нефтегазовой промышленности.

3.6.2 Общие требования

3.6.2.1 Погрешность приборов измерения расхода принять с учетом классификации узлов учета в соответствии с НТД.

3.6.2.2 Предпочтение при выборе должно отдаваться приборам, изготовленным по технологии, которая позволяет осуществлять их испытания без нарушения герметичности технологического оборудования и не требующим трудоемкого обслуживания.

3.6.2.3 При выборе расходомеров для применения на удаленно расположенных объектах отдавать предпочтение расходомерам с имитационным (беспроливным) методом поверки по месту эксплуатации, без вывоза в лабораторию. Выбранные приборы должны обеспечивать требуемую по классификации узлов учета погрешность в соответствии с НТД после проведения поверки имитационным методом.

3.6.2.4 Применение фланцев для присоединения расходомеров к технологическому процессу должно регламентироваться в зависимости от давления среды в соответствии с действующими НД.

3.6.2.5 При измерении расхода жидкостей место установки расходомера должно обеспечивать постоянное заполнение измеряемой средой. Предпочтительна установка на вертикальных участках трубопроводов в местах восходящего потока жидкости или на горизонтальных участках с последующим подъемом.

3.6.3 Ротаметры

3.6.3.1 Ротаметры предназначены для измерений объемного расхода плавно меняющихся однородных потоков чистых и слабозагрязненных жидкостей.

3.6.3.2 Ротаметры должны соответствовать следующим требованиям:

- должны быть снабжены шкалой, размещенной непосредственно на приборе (в единицах измерения расхода);
- погрешность не более $\pm 1,5$ % ВПИ, не более ± 4 % ВПИ (на продувке).

3.6.4 Вихревые расходомеры

3.6.4.1 Вихревые расходомеры применяются согласно ГОСТ 28723. Используются при измерении расхода низковязких жидкостей, газа, пара, ПНГ на трубопроводах диаметром до 300 мм. Не применим для пульсирующих потоков газа.

3.6.4.2 Вихревые расходомеры должны соответствовать следующим требованиям:

- предел допускаемой основной относительной погрешности не более $\pm 1,5$ %;
- минимальная скорость потока жидкости – 0,6 м/с; максимальная скорость потока жидкости – 5 м/с; максимальная скорость газа – 30 м/с;
- расходомер должен быть установлен между двумя прямыми цилиндрическими участками труб постоянного сечения согласно РЭ на

прибор;

- при установке расходомера основным требованием является отсутствие источников вибрации, турбулентности потока.

3.6.5 Массовые (кориолисовые) расходомеры

3.6.5.1 Массовые расходомеры используются для контроля материального баланса процесса (для измерения массового расхода с высокой точностью). Могут применяться при измерениях расхода и количества жидких сред, вязких суспензий и газа.

3.6.5.2 Массовые расходомеры должны соответствовать следующим требованиям:

- должен быть информационный обмен по цифровому протоколу HART или Modbus RS-485 с РСУ: передача показаний расхода, плотности, температуры;
- погрешность для не коммерческого исполнения - не более $\pm 0,5\%$ от диапазона СИ (при скорости потока (по модулю) от 0,6 м/с и более (если НТД не обоснованы иные требования к минимальному значению скорости потока), для коммерческого исполнения допускается до $\pm 0,25\%$ от диапазона СИ;
- погрешность (коммерческие применения) в соответствии с НТД;
- в электронных преобразователях кориолисового расходомера должна быть предусмотрена компенсация влияния фактического значения температуры и давления технологической среды;
- материалы деталей, контактирующих со средой, должны обеспечивать химическую стойкость к измеряемой среде и соответствовать максимальной температуре процесса.

3.6.5.3 Предусмотреть в комплекте поставки, специальные приспособления для перемещения счетчика-расходомера (для монтажа/демонтажа).

3.6.6 Электромагнитные расходомеры

3.6.6.1 Электромагнитные расходомеры применяются согласно ГОСТ 28723 и используются для контроля расхода электропроводящих жидкостей.

3.6.6.2 Электромагнитные расходомеры должны соответствовать следующим требованиям:

- основная относительная погрешность не более $\pm 0,5\%$;
- материалы электродов и футеровки должны обеспечивать химическую стойкость к измеряемой среде и соответствовать максимальной температуре процесса;
- расходомер должен быть установлен между двумя прямыми цилиндрическими участками труб постоянного сечения согласно РЭ на прибор;
- при монтаже необходимо обеспечить достаточный для конфигурации трубопровода уровень опорного сопротивления;
- предпочтительна установка в отапливаемых помещениях;
- двухпроводная схема подключения не допустима, так как не обеспечивает необходимого уровня потребляемой мощности для работы расходомера.

3.6.7 Ультразвуковые расходомеры

3.6.7.1 Ультразвуковые преобразователи расхода газа применяют согласно ГОСТ 8.611. Используются для контроля материального баланса предприятия по газу (для измерения объемного расхода газа с высокой точностью. Могут применяться при измерениях расхода и количества очищенного природного газа, при наличии постоянной скорости потока и однородности измеряемой среды. Используются как с врезными, так и с накладными сенсорами.

3.6.7.2 Ультразвуковые преобразователи расхода должны соответствовать следующим требованиям:

- ультразвуковой сигнал должен проходить через весь профиль потока по центральному сечению без отражения от стенок;
- программное обеспечение русскоязычное, для обеспечения сбора и обработки данных по расходу, а также специальный ключ для безопасного извлечения/замены измерительных лучей без прекращения потока среды. Уровень защиты ПО в соответствии с Р 50.2.077 – высокий;
- погрешность в диапазоне скорости потока газа нормируется в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16 ноября 2020 г. N 1847 "Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений. Пределы допускаемой относительной погрешности ПР в условиях эксплуатации при измерении расхода(объема) газа при рабочих условиях (в зависимости от класса УИ, в составе которой применен ПР);
- обязательное наличие лубрикаторного механизма для извлечения первичных преобразователей без остановки процесса;
- исключить сварные швы (цельноточеное исполнение);
- для газов с примесями применять ультразвуковые расходомеры с «утопленными» сенсорами.

3.6.8 Многофазные расходомеры

3.6.8.1 Многофазные расходомеры используются для отдельного измерения расхода сырой нефти и нефтяного газа извлекаемых из недр, а также измерения объемной доли воды в многофазном потоке. Допускается применять расходомеры как с радиоактивными источниками, так и без них.

3.6.8.2 Многофазные расходомеры должны соответствовать следующим требованиям:

- пределы допускаемой относительной погрешности расходомера при измерении массы и массового расхода сырой нефти, должны быть не более $\pm 3\%$, при измерении объема и объемного расхода нефтяного газа в стандартных условиях, должны быть не более $\pm 5\%$, при измерении массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, должны быть не более $\pm 5\%$;
- в комплекте поставки должно быть предусмотрено прикладное программное обеспечение для обеспечения сбора и обработки данных по расходу, а также для настройки/привязке реперных точек силами персонала по обслуживанию и ремонту, действующие программные ключи необходимые для получения результатов измерений и настройки МФР;
- в комплекте поставки должны быть предусмотрены все необходимые инструменты для проведения калибровки и поверки МФР;

- в комплекте с МФР с радиоактивными источниками должен быть предусмотрен переносной дозиметр.

3.6.9 Счетчики количества жидкости

3.6.9.1 Счетчики количества жидкости применяют в соответствии с ГОСТ 28066. Предназначены для измерения массы жидкости, нефтегазоводяной смеси или сырой нефти в автоматизированных групповых замерных установках, в стационарных технологических установках, наземных подвижных средствах заправки и перекачки.

3.6.9.2 Счетчики количества жидкости должны соответствовать следующим требованиям:

- предел допустимой относительной погрешности в диапазоне расхода не более 1 %;
- в качестве выходного сигнала рекомендуется использовать цифровой выходной сигнал Modbus RTU;
- рекомендуется применять СКЖ с функцией ведения архивов;
- в комплекте поставки должно быть предусмотрено прикладное программное обеспечение для диагностики и настройки прибора;
- не рекомендуется устанавливать счетчик в непосредственной близости от трансформаторов, силовых агрегатов и других механизмов, создающих вибрацию и электромагнитные наводки.

3.6.9.3 Для нормальной работы СКЖ в потоке жидкости должен присутствовать свободный газ. Оптимальный диапазон свободного нефтяного газа от 2 % до 50 %.

3.6.9.4 Счетчики количества газа можно применять для измерения как одного, так и двух независимых потоков. В случае измерения двух потоков, попутный газ должен обязательно присутствовать в одном из потоков.

3.6.9.5 Допускается использовать счётчики с встроенным или отдельным вычислителем.

3.6.10 Турбинный преобразователь расхода

3.6.10.1 Турбинный преобразователь расхода применяют в соответствии с ГОСТ Р 8.1026-2023. Используются для преобразования объемного расхода агрессивных и неагрессивных жидкостей в частотный электрический сигнал синусоидальной формы.

3.6.10.2 Турбинный преобразователь расхода должен соответствовать следующим требованиям:

- материал турбины должен обеспечивать достаточную износостойкость в условиях измеряемой среды;
- предел допустимой относительной погрешности в диапазоне расхода не более 1,5 %;
- расходомер должен быть установлен между двумя прямыми цилиндрическими участками труб постоянного сечения согласно РЭ на прибор;
- рекомендуется использовать ТПР оснащенными подшипниками качения;

- рекомендуется использовать ТПР со встроенным датчиком температуры для температурной компенсации.

3.7 Требования к вибропреобразователям и датчикам осевого сдвига

3.7.1 Вибропреобразователь

3.7.1.1 Вибропреобразователь должен соответствовать ГОСТ ISO 2954. Предназначен для измерения общего уровня вибрации, вибрацию различных узлов и механизмов (скорость, ускорение, смещение) Используется для вибрационного контроля.

3.7.1.2 Вибропреобразователь должен соответствовать следующим требованиям:

- выходной сигнал 4-20 мА;
- отсутствие блока сопряжения;
- диапазон частот 1-10000 Гц;
- для установки прибора предусмотреть крепление с помощью магнита (при наличии возможности).

3.7.1.3 Пределы допустимой относительной погрешности:

- для датчиков скорости и перемещения в диапазоне частот 1-20 Гц - $\pm 10\%$, в диапазоне частот 20-1000 Гц - $\pm 4\%$;
- для датчиков ускорения в диапазоне частот 20-1000 Гц - $\pm 2\%$, в диапазоне частот 20-2000 Гц - $\pm 3\%$, в диапазоне частот 20-5000 Гц - $\pm 5\%$, в диапазоне частот 1-10000 Гц - $\pm 10\%$.

3.7.2 Датчик осевого сдвига

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

3.7.2.2 Датчик осевого сдвига должен соответствовать следующим требованиям:

- пределы допустимой относительной погрешности не более $\pm 5\%$;
- выходной сигнал (4...20) мА;
- отсутствие блока сопряжения (при технической возможности).

3.8 Требования к средствам контроля загазованности

3.8.1 Введение

Система контроля загазованности - система, состоящая из датчиков, аппаратных и программных средств и предназначенная для проверки концентрации взрывоопасных и токсичных газов, сосредоточенных в воздушной среде.

В данном разделе описаны требования к датчикам контроля ПДК и ДВК углеводородных газов и постам загазованности.

3.8.2 Общие требования

3.8.2.1 Газоанализаторы должны соответствовать ГОСТ 13320.

3.8.2.2 Двухканальные датчики загазованности должны обеспечивать автоматический контроль утечки углеводородных газов и предельно-допустимых концентраций углеводородов (НКПРП в соответствии с требованиями ГОСТ IEC 60079-10-1).

- 3.8.2.3 Одноканальные датчики загазованности должны обеспечивать автоматический контроль наличия углеводородных газов.
- 3.8.2.4 Должны быть работоспособны при температуре окружающей среды без дополнительного обогрева.
- 3.8.2.5 Подключение по 4-20 мА, HART или RS-485 Modbus по каждому измерительному каналу или другим аналогам.
- 3.8.2.6 Система измерения ДВК должна обеспечивать подачу предупредительного светового и звукового сигналов при предельной и аварийной концентрации.
- 3.8.2.7 Система измерения ПДК углеводородов должна обеспечивать подачу предупредительного светового и звукового сигналов при концентрации, превышающей установленные нормы СанПиН 1.2.3685).
- 3.8.2.8 Датчики загазованности должны оснащаться OLED дисплеем с многоуровневым меню настройки. Светодиодом состояния работы датчика загазованности и тремя светодиодами сигнализации аварийных состояний.
- 3.8.2.9 Должна обеспечиваться возможность поверки приборов с использованием ПГС - в том числе для приборов, настроенных на пары нефтепродуктов.
- 3.8.2.10 Наличие самодиагностики (HART), системы планирования замены чувствительного элемента и доступа для обслуживания.
- 3.8.2.11 Конструкция средства измерения должна быть модульной и обеспечивать возможность быстрой замены чувствительного элемента без использования монтажных инструментов и вывода прибора из рабочего режима. При этом после замены чувствительного элемента необходимо провести внеочередную поверку средства измерения.
- 3.8.2.12 Погрешность измерений:
- для оптического принципа измерения не более 5 %;
 - для термokatалитического (ДВК) и электрохимического принципа измерения (ПДК) не более 20 % по пункту 5.4 ГОСТ 12.1.005.
- 3.8.2.13 Сенсор датчика должен иметь встроенную энергонезависимую память, хранящую градуировочные характеристики и настройки не требующие настройки газоанализатора при замене.
- 3.8.2.14 Для измерения загазованности в воздуховодах предусмотреть возможность комплектования модулем для монтажа в воздуховоде. Предусмотреть техническое решение калибровки датчика загазованности без демонтажа.

3.8.3 Инфракрасные датчики загазованности

- 3.8.3.1 Инфракрасные датчики загазованности предпочтительно использовать для контроля ДВК.
- 3.8.3.2 Инфракрасные датчики загазованности должны соответствовать следующим требованиям:
- прибор должен иметь функцию подогрева оптики;
 - время установления сигнала по ГОСТ 13320 не более 10 с;
 - степень защиты не ниже IP65 по ГОСТ 14254.

3.8.4 Фотоионизационные датчики загазованности

3.8.4.1 Фотоионизационные датчики загазованности предназначены для непрерывного контроля содержания предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, когда основными требованиями являются высокая чувствительность.

3.8.4.2 Фотоионизационные датчики должны соответствовать следующим требованиям:

- энергия излучения УФ-лампы должна быть не менее 10,6 эВ;
- время установления сигнала по ГОСТ 13320 не более 30 с;
- датчик должен быть оснащен встроенной защитой от ложных срабатываний.

3.8.4.3 Фотоионизационные датчики загазованности нельзя использовать для обнаружения оксида углерода, водорода и метана в воздухе.

3.8.5 Термокаталитические датчики загазованности

3.8.5.1 Термокаталитические датчики загазованности предпочтительно использовать для контроля ПДК углеводородов. Не рекомендуется применять при высоких концентрациях горючих газов, низком содержании кислорода в измеряемой среде, наличии инертных газов, паров воды в измеряемой среде.

3.8.5.2 Термокаталитические датчики загазованности должны соответствовать следующим требованиям:

- прибор должен иметь функцию предупреждения перегорания чувствительного элемента при значительных превышениях ПДК;
- время установления сигнала по ГОСТ 13320 не более 30 с.

3.8.6 Электрохимические датчики загазованности

3.8.6.1 Электрохимические датчики загазованности предпочтительно использовать для контроля ПДК определенных газов (кислород, фреон, токсичные газы).

3.8.6.2 Электрохимические датчики загазованности должны соответствовать следующим требованиям:

- время установления сигнала по ГОСТ 13320 не более 30 с;
- возможность выбора показаний измерений на дисплее в мг/м^3 и ppm, или их одновременное отображение.

3.8.7 Двухканальные датчики загазованности

3.8.7.1 Двухканальные датчики загазованности используются для контроля:

- ДВК углеводородов (метан/пропан) по СанПин 1.2.3685;
- ПДК и ДВК в станциях перекачки, подачи метанола (хим. реагента на базе метанола), метанольного хозяйства и в иных местах возможного появления метанола;
- ДВК углеводородов и кислорода внутри котельных установок;
- ДВК углеводородов и кислорода внутри котельных установок;
- иные установки/объекты, в которых предусмотрен контроль 2-х газов.

3.8.8 Многоканальный портативный датчик загазованности

3.8.8.1 Многоканальный портативный датчик загазованности используются для контроля содержания кислорода, метанола, суммы углеводородов, метана в воздухе рабочей зоны во время проведения работ и при аварийных ситуациях, в целях обеспечения безопасности персонала. Контроль предельно допустимых концентраций (ПДК) в соответствии с СанПиН 1.2.3685. Контроль воздуха должен осуществляться сертифицированным многоканальным портативным датчиком загазованности.

3.8.8.2 Многоканальный портативный датчик должен соответствовать следующим требованиям:

- датчик должен быть работоспособен при низких температурах окружающей среды и удовлетворять климатическим требованиям района эксплуатации;
- наличие световой, звуковой и вибрационной сигнализаций с целью привлечения внимания сотрудников при возникновении загазованности или внештатных ситуаций;
- обязательно наличие самодиагностики при включении, во время работы;
- запись событий и измеренных значений в т.ч. среднесменного значения ПДК, с возможностью дальнейшего анализа на ПК;
- светодиодный индикатор состояния работы;
- дисплей с многоуровневым меню, с подсветкой, с функцией автоматической инверсии изображения;
- настройка при помощи подключения к ПК (специальное программное обеспечение), а также при помощи кнопок на корпусе прибора;
- взрывозащищенное исполнение, вид взрывозащиты - «искробезопасная электрическая цепь ia» по ГОСТ 30852.10 и «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ 30852.1;
- защита от пыли и влаги не ниже IP66;
- время непрерывной работы без подзарядки не менее 8 ч;
- масса не более 250 г;

3.8.9 Требования к постам загазованности

3.8.9.1 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.

3.8.9.2 Пост загазованности должен соответствовать следующим требованиям:

- наличие дискретных входных и выходных сигналов;
- встроенный блок электронного преобразователя для модуляции сигналов;
- комбинированный светозвуковой способ влияния на органы чувств по ГОСТ Р 53325;
- звуковое оповещение должно быть со звуковым давлением не менее 100 дБ;
- световая энергия импульса поста не менее 5 Дж;

- пост должен обеспечить различаемую работу светового оповещения при угле обзора 180 градусов прямой видимости в дневное время;
- посты должны быть оснащены кнопкой проверки сигнализации;
- рекомендуется предусмотреть 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.

4 Требования к системам измерения количества продукта в резервуарах

4.1 Введение

Система измерительная количества продукта (СИРП) в резервуарах предназначены для измерений массы, объема, уровня, плотности, температуры, уровня подтоварной воды и долевого (процентного) содержание воды в нефти, нефтепродуктах и других жидкостях в резервуарах. В данном разделе описаны требования к оборудованию СИРП.

4.2 Общие требования

- 4.2.1 Система измерения количества продукта в резервуарах предназначена для оперативного и коммерческого учета количества продукта: измерения массы жидких продуктов (газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов нефти и нефтепродуктов) осуществляется:
- косвенным методом статических измерений;
 - косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе.
- 4.2.2 Система должна поставляться полностью комплектной автоматизированной, включающей все необходимое (датчики, модули связи и питания, модули полевых соединений, термошкафы/термочехлы, локальную дисплейную панель для установки по месту, АРМ, программное обеспечение для установки на АРМ и т.д.).
- 4.2.3 Система должна обеспечить измерение массы продукта в резервуаре, рассчитанную по действующим методикам измерений по показаниям средств измерений уровня, уровня раздела среды (уровня балласта), температуры (средней и послойной – не менее шести слоев), давления гидростатического столба, давления паров, плотности и иных технических устройств;
- 4.2.4 Систему следует обеспечить дополнительными устройствами для контроля минимального, максимального и аварийного уровня продукта в резервуаре, Устройства противоаварийной защиты, которые применяются в составе СИРП должны быть сертифицированы по УПБ (SIL).
- 4.2.5 Система должна иметь возможность настройки и конфигурирования полевых приборов с помощью ПК.
- 4.2.6 Уровень защиты программного обеспечения системы «высокий» согласно рекомендациям Р 50.2.077.
- 4.2.7 Система должна обеспечить автоматический сбор и обработку сигналов, поступающих от измерительных преобразователей, определение (расчет) массы продукта в контроллере системы и погрешности ее измерения по измеренным значениям, аттестованной методике измерений массы (МИ) и градуировочной таблице резервуара.
- 4.2.8 Система должна иметь автоматическое отображение и регистрацию измерительной и технологической информации.
- 4.2.9 Система должна иметь возможность формирования базы данных, архивирование основных измерительных параметров системы измерений, возможность воспроизведения и отображения их основных трендов.

- 4.2.10 Система должна иметь возможность передачи информации на верхний уровень.
- 4.2.11 Система должна иметь возможность применения паролей в разделе конфигурации/настройки (раздельный доступ для пользователей) для исключения несанкционированного вмешательства и ошибочных действий персонала;
- 4.2.12 Система должна иметь возможность установки клейм и пломб для исключения несанкционированного физического доступа к датчикам.
- 4.2.13 Система должна иметь совместимость с используемыми унифицированными техническими решениями (коммуникационным оборудованием, средствами информационно-технической защиты, операционными системами и промышленными системами управления базами данных).
- 4.2.14 Измеряемые параметры:
- уровень продукта;
 - уровень подтоварного продукта;
 - температура продукта (многоточечное измерение температуры, средняя температура);
 - давление газовой фазы;
 - температура газовой фазы;
 - гидростатическое давление продукта и избыточного давления в газовом пространстве;
 - плотность (при использовании преобразователей плотности, или ручном отборе проб).
- 4.2.15 Рассчитываемые параметры:
- объем продукта;
 - плотность продукта при температуре измерения объема;
 - плотность продукта, приведенная при стандартной температуре +20 °С;
 - объем продукта при стандартной температуре +20 °С;
 - масса продукта в резервуаре;
 - масса балласта;
 - расчет свободного объема резервуара.
- 4.2.16 Измерения массы продукта должны осуществляться по ГОСТ Р 8.785 и ГОСТ 8.587 в соответствии с аттестованными методиками измерений.
- 4.2.17 Поставщик системы должен разработать и аттестовать в установленном порядке методику выполнения измерений. В методике предусмотреть возможность использования ручного метода измерения уровня, плотности и температуры продукта.
- 4.2.18 Система измерений массы должна обеспечивать измерение массы с пределами погрешности измерений в реальных условиях эксплуатации, обеспечивающей безопасность технологических процессов и ведение товарно-коммерческих операций.

- 4.2.19 Система измерений и СИ, входящие в её состав, должны иметь свидетельство об утверждении типа средства измерений, описание типа и быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.
- 4.2.20 Программное обеспечение (ПО), поставляемое с системой измерений, должно быть совместимо с существующими на объектах эксплуатации ПО.
- 4.2.21 Вычислительный компонент системы измерений должен пройти процедуру метрологической аттестации (сертификации) согласно: ГОСТ Р 8.596, МИ 2955, МИ 2891, МИ 2174. При этом, погрешность вычислительного компонента не должна превышать 0,05 %.
- 4.2.22 Пределы допускаемой погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов (мазотов):
- брутто - 0,65 % (в диапазоне измерений до 200 т);
 - брутто - 0,5 % (в диапазоне свыше 200 т);
 - нетто - 0,75 % (в диапазоне измерений до 200 т);
 - нетто - 0,6 % (в диапазоне свыше 200 т).
- 4.2.23 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов не должны превышать:
- 0,50 % - при косвенном методе статических измерений, с применением поточного преобразователя плотности и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы жидкой фазы продукта от 120 т и более;
 - 0,65 % - при косвенном методе статических измерений, с применением поточного преобразователя плотности и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы жидкой фазы продукта до 120 т.
- 4.2.24 При содержании в газовом конденсате и широкой фракции легких углеводородов балласта указанные нормы погрешностей распространяются на измерения массы брутто. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто увеличиваются на 0,1 %.
- 4.2.25 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения уровня, не более ± 3 мм.
- 4.2.26 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, не более $\pm 0,5$ °С.
- 4.2.27 Пределы допускаемой основной погрешности измерений избыточного давления паров, не более $\pm 0,075$ % от измеряемой величины.
- 4.2.28 Пределы допускаемой основной погрешности измерений гидростатического давления, не более $\pm 0,075$ % от измеряемой величины.
- 4.2.29 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня границы разделы жидких сред, не более ± 3 мм.
- 4.2.30 Выходной сигнал для передачи данных в АСУ ТП.
- 4.2.31 Для передачи данных от уровнемеров, датчиков температуры, датчиков гидростатического давления, датчиков давления паровоздушной среды в

комплексы для сбора полевых данных обработки информации предпочтительно использовать цифровые интерфейсы, например RS-485. Если в составе системы используются средства измерений одновременно и с цифровыми, и с аналоговыми выходными сигналами в составе системы следует применять конверторы сигналов или использовать комплексы для сбора полевых данных, модули ввода которых поддерживают используемые интерфейсы и типы сигналов. Для передачи данных с АРМ оператора в АСУ ТП использовать интерфейс RS-485/232.

Библиография и нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

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

ГОСТ 8.024-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности

ГОСТ 8.547-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газа

ГОСТ 8.614-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов

ГОСТ 8.587-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений

ГОСТ 8.596-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. ЯМР-анализаторы масличности и влажности сельскохозяйственных материалов. Методика поверки

ГОСТ 8.611-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода

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

ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике. Термины и определения

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

ГОСТ 17433-80 Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности

ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры. Общие технические условия

ГОСТ 6616-94 Преобразователи термоэлектрические. Общие технические условия

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

ГОСТ 7192-89 (СТ СЭВ 5983-87) Механизмы исполнительные электрические постоянной скорости ГСП. Общие технические условия

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 9887-70 Механизмы исполнительные пневматические мембранные ГСП. Общие технические условия

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 25741-83 Циферблаты и шкалы манометрических термометров. Технические требования и маркировка
- ГОСТ 28723-90 Расходомеры скоростные, электромагнитные и вихревые. Общие технические требования и методы испытаний
- ГОСТ 30852.1-2002 (МЭК 60079-1:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка»
- ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-11:1999) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i
- ГОСТ 31370-2008 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб
- ГОСТ 31371.7-2020 (ISO 6974-1:2012) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 1. Общие указания и определение состава
- ГОСТ 33257-2015 Арматура трубопроводная. Методика контроля и испытаний
- ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования
- ГОСТ 34723-2021 Газ природный. Определение серосодержащих компонентов методом газовой хроматографии
- ГОСТ Р ИСО 7919-1-99 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Общие требования
- ГОСТ Р 8.585-2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования
- ГОСТ Р 8.661-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры нефти. Нормируемые метрологические характеристики
- 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 50009-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства охранной сигнализации. Требования и методы испытаний
- ГОСТ Р 52229-2004 Устройства запально-защитные. Общие технические условия
- ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия
- ГОСТ Р 53325-2012 Техника IPная. Технические средства пожарной автоматики. Общие технические требования и методы испытаний
- ГОСТ Р 53762-2009 Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по углеводородам
- 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 53367-2009 Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом
- ГОСТ Р 53763-2009 Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде
- ГОСТ Р 54808-2011 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов
- 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 IEC 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
- Р 50.2.077-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения
- Приказ Росстандарта от 02.07.2019 N 1502 "Об утверждении рекомендуемых предельных значений интервалов между поверками средств измерений"
- Постановлением Правительства РФ № 879 от 31.10.2009 (с изменениями и дополнениями) "Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации"
- Федеральный закон "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 N 102-ФЗ

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

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"

ТР ТС 004/2011 Технический регламент Таможенного союза "О безопасности низковольтного оборудования"

ТР ТС 010/2011 Технический регламент Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования"

ТР ТС 012/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»

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

ТР ТС 020/2011 Технический регламент Таможенного союза "Электромагнитная совместимость технических средств"

ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением"

МИ 2174-91 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения

МИ 2891-2004 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к программному обеспечению средств измерений

МИ 2955-2010 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Типовая методика аттестации программного обеспечения средств измерений

СП 77.13330.2016 Система автоматизации\ Правила устройства электроустановок, издание 7

Сан Пин 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания

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

EN 13190:2001 Термометры с шкалой (Dial thermometers)

ISA 75.25 Динамическое испытание регулирующего клапана (Control Valve Dynamic Testing)

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

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

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

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

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

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

NACE MR0103/ISO 17945 Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность - Металлические материалы, устойчивые к сульфидному растрескиванию под напряжением в агрессивных условиях нефтепереработки (Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Metallic materials resistant to sulfide stress cracking in corrosive petroleum refining environment)

IEC 61131-2 (2017) Измерение и управление производственным процессом. Контроллеры программируемые. Часть 2. Требования к оборудованию и испытания (Industrial-process measurement and control - Programmable controllers - Part 2: Equipment requirements and tests)

NAMUR NE43 Стандартизация уровня сигнала для получения информации о неисправностях цифровых передатчиков (Standardization of the Signal Level for the Failure Information of Digital Transmitters)

NAMUR NA01/ IEC 60947-5-6 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 (Low-voltage switchgear and controlgear - Part 5-6: Control circuit devices and switching elements - DC interface for proximity sensors and switching amplifiers)

ANSI/ASME B 1.20.1-1983 Трубная резьба общего назначения, дюйм (Pipe Threads, General Purpose, Inch)

Примечание:

При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования. Актуальность документов ИНТИ можно проверить на Цифровой платформе ИНТИ – сервисе INTI.docs (<https://inti.expert/docs/?statndarts>). Если заменен ссылочный документ, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.