ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р ИСО 18132.1— 2017

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ СЖИЖЕННЫЙ

Основные требования к автоматическим резервуарным уровнемерам

Часть 1

Автоматические резервуарные уровнемеры для сжиженного природного газа на борту судов и плавучих хранилищ

(ISO 18132-1:2011, Refrigerated hydrocarbon and non-petroleum based liquefied gaseous fuels — General requirements for automatic tank gauges — Part 1: Automatic tank gauges for liquefied natural gas on board marine carriers and floating storage, IDT)

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2017

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 ПОДГОТОВЛЕН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») на основе собственного аутентичного перевода на русский язык англоязычной версии стандарта, указанного в пункте 4

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 024 «Метрологическое обеспечение добычи и учета углеводородов»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 25 апреля 2017 г. № 303-ст

4 Настоящий стандарт идентичен международному стандарту ИСО 18132-1:2011 «Охлажденные углеводородные и нефтяные сжиженные газообразные топлива. Общие требования к автоматическим резервуарным датчикам уровня. Часть 1. Автоматические резервуарные датчики для сжиженного природного газа на борту судов и плавучих хранилищ» (ISO 18132-1:2011 «Refrigerated hydrocarbon and non-petroleum based liquefied gaseous fuels — General requirements for automatic tank gauges — General requirements for automatic level gauges — Part 1: Automatic tank gauges for liquefied natural gas on board marine carriers and floating storage», IDT).

Наименование настоящего стандарта изменено относительно наименования указанного международного стандарта для приведения в соответствие с ГОСТ Р 1.5 (подраздел 3.5)

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2017

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Термины, определения и сокращения . . . 1
3 Общие требования безопасности . . . 2
4 Требования к конструкции . . . 3
5 Установка . . . 5
6 Точность . . . 5
7 Периодическая поверка АРУ . . . 6
8 Калибровочные записи АРУ . . . 6
Приложение А (обязательное) Калибровка и поверка АРУ различных типов . . . 7
Приложение В (обязательное) Калибровка и поверка АРУ радарного типа . . . 8
Приложение С (обязательное) Калибровка и поверка АРУ емкостного типа . . . 10
Приложение D (обязательное) Калибровка и поверка АРУ поплавкового типа . . . 12
Приложение Е (справочное) Ограничения точности измерения уровня СПГ . . . 14
Приложение F (справочное) Неопределенность, связанная с точностью испытаний АРУ поплавкового типа . . . 15
Библиография . . . 16

Введение

Большие количества сжиженного природного газа (СПГ) транспортируются перевозчиками СПГ и продаются на основе статического измерения количества груза на борту с использованием автоматических резервуарных уровнемеров. Автоматическое измерение количества СПГ системой коммерческого учета (СКУ) включает в себя измерения параметров жидкости и пара, т. е. уровня жидкости, средних температур жидкости и пара и давления пара. Объем переданного СПГ вычисляется по таблице емкости резервуара. Переданное энергосодержание СПГ определяется на основе этого объема, а также плотности и теплотворной способности СПГ, рассчитанных на основе компонентного состава представительных проб СПГ.

Для обеспечения точного количественного определения СПГ при проведении коммерческих учетных операций измерение обычно проводят на борту перевозчика СПГ или плавучего хранилища, а не на береговых резервуарах. Уровень жидкости, выраженный в величинах заполненного или незаполненного объема резервуара, является одним из важнейших измеряемых параметров, который требуется для точного определения массы СПГ на борту судна.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ СЖИЖЕННЫЙ

Основные требования к автоматическим резервуарным уровнемерам

Часть 1

Автоматические резервуарные уровнемеры для сжиженного природного газа на борту судов и плавучих хранилищ

Liquefied natural gas.Basic requirements for automatic tank gauges. Part 1.
Automatic tank gauges for liquefied natural gas on board marine carriers and floating storage

Дата введения — 2017—07—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает основные требования к точности, а также процедурам установки, калибровки и поверки автоматических резервуарных уровнемеров (АРУ), применяемых для коммерческого учета сжиженного природного газа (СПГ) на борту танкеров СПГ и плавучих хранилищ.

Рассматриваемый в настоящем стандарте СПГ — жидкость, находящаяся в криогенном состоянии под давлением, равным или близким к атмосферному.

Настоящий стандарт устанавливает также технические требования к процедурам сбора, приема и передачи данных. Конкретные технические требования к различным типам автоматических резервуарных уровнемеров, а также требования к пределам точности уровнемеров приведены в соответствующих приложениях.

2 Термины, определения и сокращения

2.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

2.1.1 **автоматический резервуарный уровнемер;** АРУ (automatic tank gauge; ATG): Прибор, постоянно измеряющий уровень жидкости (высоту уровня жидкости или высоту незаполненного пространства) в резервуарах.

Примечания

1 Автоматический резервуарный уровнемер обычно включает датчик уровня, преобразователь и сопряженные аппаратные средства, а в некоторых случаях локальный дисплей.

2 Автоматические резервуарные уровнемеры известны также как автоматические резервуарные измерители уровня (АРИУ).

2.1.2 **автоматическая резервуарная уровнемерная система;** АРУС (automatic tank gauging system; ATG system): Система, включающая в себя АРУ на грузовых резервуарах и блок управления/индикации, обрабатывающий и отображающий выходные сигналы АРУ, а также любые другие параметры, необходимые для определения уровня жидкости, т. е. положения поверхности раздела жидкость/пар.

Примечание — АРУС способна вычислять объем СПГ в резервуарах, с помощью значений температуры и давления в грузовом резервуаре, проектных параметров и таблицы емкости резервуара.

Издание официальное

2.1.3 **АРУ емкостного типа** (capacitance-type ATG): АРУ, использующий электроды, т.е. алюминиевые коаксиальные трубки, вертикально смонтированные в грузовых резервуарах для определения диэлектрической проницаемости СПГ и измеряющий тем самым уровень жидкости.

Примечание — Более подробное описание данного типа АРУ приведено в приложении С.

2.1.4 **измерительная система коммерческого учета;** ИСКУ (custody transfer measurement system; CTMS): Система, обрабатывающая входные данные от системы АРУ, термометров, манометров и др., предоставляющая информацию при операциях коммерческого учета СПГ на борту танкера СПГ или плавучего хранилища и генерирующая коммерческую учетную документацию.

Примечание — Система АРУ может быть составной частью ИСКУ.

2.1.5 **АРУ поплавкового типа** (float-type ATG): АРУ, использующий поплавок для измерения уровня жидкости.

Примечание — Поплавок управляется лентой или проводом, который связан с барабаном или храповиком в наружной части прибора, при этом измеренный уровень жидкости показывается локально и/или удаленно. Более подробное описание данного типа АРУ приведено в приложении D.

2.1.6 **собственная погрешность, неустранимая погрешность** (intrinsic error, inherent error): Погрешность АРУ, оцененная по сравнению с эталонным уровнемером при контролируемых условиях, установленных производителем.

2.1.7 **АРУ радарного типа, АРУ микроволнового типа** (radar-type ATG, microwave-type ATG): АРУ, использующий антенну для передачи электромагнитных непрерывных волн в направлении жидкости в резервуаре и для приема электромагнитных волн, отражающихся от поверхности жидкости.

Примечание — Более подробное описание данного типа АРУ приведено в приложении В.

2.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АРУ — автоматический резервуарный уровнемер;
ИСКУ — измерительная система коммерческого учета;
ПУДХО — плавучая установка для добычи, хранения и отгрузки;
ПУХО — плавучая установка хранения и отгрузки;
СПГ — сжиженный природный газ.

3 Общие требования безопасности

3.1 Соответствие регламентам, стандартам и правилам по безопасности

В настоящем стандарте предполагается использование опасных материалов, операций и оборудования. В настоящем стандарте не рассматриваются все вопросы безопасности, связанные с его применением, и он не может заменять собой требования национальных или региональных стандартов по безопасности, рекомендованные соответствующими контролирующими органами и организациями. Ответственность за соблюдение соответствующих правил охраны труда и промышленной безопасности лежит на пользователе настоящего стандарта, равно как и определение применимости нормативных ограничений перед его использованием.

3.2 Безопасность оборудования

3.2.1 Общие требования

Все электрические компоненты АРУ при их использовании во взрывоопасных зонах должны соответствовать классификации указанных зон (см. МЭК 60079-0). Они должны соответствовать применяемым разделам национальных и/или международных стандартов по электробезопасности. Все АРУ следует поддерживать в безопасном рабочем состоянии. При работе с АРУ следует соблюдать инструкции по техническому обслуживанию, установленные производителем.

3.2.2 Механическая прочность

АРУ должны выдерживать давление, температуру, технологические режимы и условия окружающей среды, возможные при их эксплуатации.

Если АРУ установлен рядом с погружным насосом или в конечной части линии загрузки/выгрузки продукции в резервуаре, то необходимо применять надлежащие меры для предотвращения воздействия турбулентности или испарения (кипения) жидкости на АРУ, возникающих при операциях загрузки или выгрузки.

3.2.3 Герметичная конструкция

С целью уменьшения утечки газа (пара) из грузового резервуара АРУ должны быть сконструированы таким образом, чтобы точка ввода АРУ в резервуар имела герметичную конструкцию. Преобразователь или наружная часть АРУ, расположенные на палубе, должны быть сконструированы таким образом, чтобы минимизировать утечку газа (пара) из резервуара.

3.2.4 Совместимость с грузом

Все элементы АРУ, находящиеся в контакте с СПГ или его парами, должны быть химически инертны к компонентам СПГ для предотвращения загрязнения продукции и коррозии АРУ.

3.2.5 Устойчивость к низким температурам

Все АРУ должны иметь конструкцию, обеспечивающую устойчивость к низкотемпературным деформациям собственных элементов и конструктивных элементов резервуаров. Кроме того, должны быть скомпенсированы погрешности измерения уровня, вызванные указанными температурными деформациями.

3.2.6 Утверждение типа

АРУ должны пройти процедуру утверждения типа СИ. Свидетельство (сертификат) об утверждении типа СИ обычно выдается после того, как АРУ был подвергнут определенному ряду испытаний.

Примечание — Утверждение типа обычно проводит национальный орган по метрологии или государственная организация экологической экспертизы (см. [5]).

3.2.7 Использование АРУ при операциях коммерческого учета

Типы АРУ, включая те, которые используют принципы измерений, не перечисленные в настоящем стандарте, допускаются к использованию при операциях коммерческого учета СПГ, если они совместимы с типами АРУ, указанными в настоящем стандарте, согласованы контрагентами соглашения на продажу СПГ и соответствуют национальным регламентам.

4 Требования к конструкции

4.1 Общие положения

Следующие конструктивные требования применяют для всех типов АРУ на перевозчиках СПГ, ПУДХО и ПУХО. В случае применения дополнительных требований технической спецификации изготовителя АРУ, они также должны выполняться.

4.2 Проведение периодического технического обслуживания и проверки

Все типы АРУ должны быть устойчивы к воздействию паров жидкости в грузовых резервуарах и пригодны к проведению периодического технического обслуживания без нарушения целостности резервуара. Техническое обслуживание включает в себя средства проверки правильности измерений, благодаря которым может быть проверена точность АРУ при высоких и низких уровнях жидкости в резервуаре в период его эксплуатации.

Следует оборудовать АРУ средствами, позволяющими проверять надлежащее его функционирование во время каждой операции коммерческого учета.

4.3 Защита от внезапных сбоев

Конструкция АРУ должна быть такой, чтобы минимизировать вероятность и серьезность сбоев, а также должна быть предусмотрена функция самодиагностики АРУ. Важнейшее для надлежащего функционирования системы электронное оборудование должно быть доступно с палубы и пригодно для эксплуатации при работающих резервуарах.

4.4 Динамическая характеристика

Динамическая характеристика АРУ должна позволять отслеживать уровень жидкости во время максимального заполнения резервуара или опорожнения. Для защиты от всплесков СПГ в грузовом резервуаре обычно устанавливают АРУ поплавкового типа внутри патрубка. Для обеспечения выравнивания уровня в резервуаре и в патрубке, нижняя и верхняя часть патрубка должны быть открыты, а также он должен иметь перфорацию по всей длине.

4.5 Минимальный измеряемый уровень

Поскольку перевозчики СПГ, как правило, сохраняют часть СПГ в резервуаре после опорожнения, АРУ должен измерять уровень жидкости в самой низкой, насколько это возможно, точке резервуара.

4.6 Обработка и усреднение данных

Конструкция АРУ должна предусматривать возможность автоматического сканирования, усреднения/обработки и отображения уровня в каждом грузовом резервуаре.

Распространенной практикой является использование пяти последовательных измерений для вычисления усредненного уровня жидкости, сверяемого с таблицами емкости резервуара по объемам жидкости.

Для уменьшения влияния помех, а также применения возможности индикации показаний уровня, усредненных по установленному количеству считываний или по определенному периоду времени, в системах АРУ должны быть предусмотрены внутренние алгоритмы обработки. Такая обработка может привести к значительному запаздыванию отображения показания, длящемуся несколько минут.

По причине возможной недоступности стабильных показаний вследствие движения судна и эффекта испарения груза рекомендованы функции обработки и автоматического усреднения. Если функция автоматического усреднения недоступна, то необходимо принять усредненное показание нескольких последовательных показаний АРУ, соответствующих высоким и низким уровням волн на поверхности жидкости.

4.7 Компенсация изменений температуры и/или состава СПГ

Для обеспечения точных результатов измерения, в значение уровня жидкости, полученное АРУ, необходимо внести поправку для компенсации изменений температуры, давления или свойств СПГ, определяемых его компонентным составом. Компенсацию в системе АРУ осуществляют с помощью электроники или вручную.

В частности, системы АРУ должны быть сконструированы с возможностью компенсации погрешностей измерения, обусловленных температурным сжатием/расширением материала АРУ и/или его конструктивных элементов, например, стальных трубок, поддерживающих волноводов, поплавковых лент или проводов. Необходимо также сделать поправки по влиянию температуры на конструкцию/материал резервуара.

Измерение давления и температуры паров в резервуаре, температуры жидкости, или любого другого соответствующего параметра должно коррелировать по времени с измерением уровня. Состав жидкости в резервуаре зависит от ее температуры.

4.8 Защита от несанкционированного доступа

Следует обеспечить АРУ или систему АРУ средствами для предотвращения несанкционированного изменения настроек. В частности при калибровке, датчик АРУ или системы АРУ, применяемый для коммерческого учета, следует обеспечить безопасной пломбировкой. Системы безопасности могут включать в себя физическое пломбирование и/или пароли программного обеспечения. Если датчик АРУ или система АРУ были опломбированы, пломбу не следует вскрывать до следующей плановой проверки.

Если вскрытие датчика АРУ или системы АРУ необходимо по некоторым неустранимым причинам, то инспектирующая организация должна быть поставлена в известность о данных действиях до проведения вскрытия.

4.9 Резервное оборудование

На каждый грузовой резервуар должны быть установлены два АРУ. Один из АРУ должен быть принят в качестве основного, другой — резервного. Сбой основного АРУ не должен влиять на работу резервного АРУ, или наоборот.

Резервный АРУ должен всегда находиться в эксплуатации. Резервный АРУ обеспечивает сравнение показаний с основным АРУ и является средством контроля его неисправностей.

Примечание — Следует признать, что по данной процедуре невозможно проверить точность АРУ на соответствие максимальной допустимой погрешности, указанной в настоящем стандарте. Однако перекрестная проверка и отслеживание архива данных обеспечивают показания рабочих характеристик судового АРУ.

4.10 Передача данных

Систему АРУ следует проектировать и устанавливать таким образом, чтобы ее устройство передачи данных и блок управления/индикации:

а) не влияли на точность измерения. В АРУ, в котором отсутствует локальный дисплей, данный критерий определяют следующим образом:

1) для передачи цифрового сигнала не должно быть никакой разницы между локальным и удаленным считыванием;

2) для передачи аналогового сигнала разница показаний между локальным и удаленным считыванием лежит в пределах 3 мм (локальное и удаленное показание может отличаться вследствие передачи данных и/или обработки данных);

b) не понижали разрешающую способность измеренного выходного сигнала от датчика уровня АРУ;

c) обеспечивали надлежащий уровень безопасности и защиты измеряемых данных, а также и их целостность;

d) обеспечивали достаточную скорость для соответствия времени обновления, требуемого для принимающего считывающего устройства.

5 Установка

5.1 Общие положения

АРУ должны быть смонтированы в соответствии с инструкциями изготовителя и требованиями морского классификационного общества.

Примечание — Морское классификационное общество — орган технического надзора в судостроении и мореплавании.

5.2 Место установки

Следует устанавливать АРУ вблизи вертикальной оси резервуара в случае сферического резервуара и вблизи кормовой оконечности в случае прямоугольного резервуара. Такая установка должна обеспечивать защиту от физического повреждения АРУ.

5.3 Защита поверхности резервуара

В случае установки АРУ на резервуары мембранного типа в процессе установки следует защитить дно мембранного резервуара от повреждения.

5.4 Взаимодействие АРУ в грузовом резервуаре

Установка двух или более АРУ в грузовом резервуаре не должна приводить к их взаимному влиянию. Данное положение по электромагнитным помехам является дополнением к условиям, приведенным в 3.2.5. Конструктивное исполнение грузового резервуара и электрических устройств внутри резервуара также не должно препятствовать корректным измерениям АРУ.

6 Точность

6.1 Общие положения

На точность измерения уровня с помощью АРУ влияет собственная (неустранимая) погрешность АРУ, правильность установки (т. е. стабильность, место расположения), влияние изменений условий эксплуатации и движения судна. Точность также включает неопределенность, связанную с ручным измерением при калибровке.

6.2 Калибровочный эталон

6.2.1 Общие положения

Калибровочный эталон должен быть прослеживаемым к государственному первичному эталону единицы величины. При применении калибровочной поправки неопределенность аттестованного эталона не должна превышать допустимого значения, описанного ниже.

6.2.2 Неопределенность эталона при заводских приемочных испытаниях

При испытании АРУ перед установкой на борт судна неопределенность эталона должна быть не более ±1 мм при применении поправки.

6.2.3 Неопределенность эталона при приемочных испытаниях

При испытании АРУ после установки на борту судна, но до запуска резервуара в эксплуатацию, неопределенность эталона не должна превышать 0,002 % от диапазона измерения АРУ или 1 мм в зависимости от того, какая из величин является наибольшей при применении поправки.

6.3 Требования к точности

Точность АРУ должна быть следующей:

a) собственная погрешность испытываемого АРУ перед установкой и в контролируемых условиях испытания должна находиться в диапазоне ±3 мм;

b) погрешность АРУ после установки на судоверфи, но до ввода резервуара в эксплуатацию, должна находиться в диапазоне ±5 мм.

Неопределенности некоторых типов АРУ могут превышать указанные значения.

Примечание — Неопределенности используемых калибровочных эталонов приведены в А.4, приложение А.

При инвентаризационном применении АРУ с согласия всех сторон собственная погрешность может превышать указанное в перечислении а) значение.

6.4 Разрешение считываемых данных

При считывании данных в АРУ должна быть обеспечена следующая минимальная разрешающая способность показаний:

a) 1 мм или менее в режиме калибровки/поверки и;

b) 1 мм в штатном режиме эксплуатации.

7 Периодическая поверка АРУ

7.1 Общие положения

Используемые в операциях коммерческого учета АРУ должны проходить периодическую поверку. Данная процедура обычно включает в себя проверку правильности выполнения измерений АРУ, и, по необходимости, сброс настроек и/или регулировку АРУ по эталонной уровнемерной установке или эталонному уровнемеру. Регулировка (калибровка), как правило, должна проводиться по аттестованным значениям уполномоченным сервисным инженером, подтвержденным независимой аккредитованной организацией.

Сравнение показаний первичного и вторичного АРУ в грузовых резервуарах во время технологических режимов и сличение показаний АРУ с фиксированной контрольной отметкой в резервуаре считают проверкой правильности измерений АРУ. Указанные методы в настоящем стандарте не включены в процедуру калибровки АРУ. Не следует регулировать АРУ только вследствие большого расхождения в показаниях первичного и вторичного АРУ при операции коммерческого учета.

Обычно периодическая поверка АРУ регламентируется местным законодательством и/или сторонами договора на поставку СПГ.

7.2 Метод периодической поверки

Метод периодической поверки может различаться в зависимости от принципа работы АРУ. Метод может быть установлен национальным законодательством или в международных стандартах, в требованиях инспектора поверяющей организации и в договорах на поставку СПГ.

7.3 Максимально допустимая погрешность

Максимальная допустимая погрешность АРУ и неопределенность эталона должны соответствовать требованиям, приведенным в 6.3 b) и 6.2.3 соответственно.

7.4 Периодичность повторной калибровки и поверки

Периодичность последующей калибровки и поверки зачастую устанавливается в договорах на поставку СПГ и может регулироваться национальным или местным законодательством и международными стандартами. Периодическая поверка, как правило, приурочена к проверкам, осуществляемым морским классификационным обществом. Периодичность поверки определяется также рекомендациями производителя АРУ.

8 Калибровочные записи АРУ

Все калибровочные записи АРУ должны быть документально подтверждены. Записи по калибровке и поверке должны быть доступны проверяющим сторонам, участвующим в операциях коммерческого учета. Все регулировки АРУ должны быть задокументированы в протоколе повторной калибровки.

Приложение А
(обязательное)

Калибровка и поверка АРУ различных типов

А.1 Общие положения

АРУ, в которых реализованы иные принципы действия, не перечисленные в настоящем стандарте, могут быть использованы в морском коммерческом учете СПГ, если они отвечают допустимым значениям, указанным в 6.3 настоящего стандарта и другим общим требованиям, приведенным в настоящем стандарте. Использование и установка АРУ при осуществлении операций коммерческого учета СПГ регламентируется национальными стандартами и положениями договора на поставку СПГ.

В А.2—А.4 приведена информация о конструкции, установке и калибровке следующих наиболее широко используемых в настоящее время типов АРУ:

a) радарного;
b) емкостного;
c) поплавкового.

Примечание — Список типов АРУ не охватывает все существующие типы, а порядок перечисления не означает их предпочтения.

А.2 Калибровка и поверка

Калибровку и поверку АРУ проводят в следующих случаях и пунктах:

a) заводских приемо-сдаточных испытаниях на предприятии-изготовителе, перед отправкой пользователю (см. 6.2.2 настоящего стандарта);

b) приемочных испытаниях на судоверфи после установки резервуара на судне, но перед вводом его в эксплуатацию (см. 6.2.3 настоящего стандарта);

c) проверки перед операцией коммерческого учета;

d) периодической калибровкой и поверкой (см. раздел 7 настоящего стандарта).

А.3 Регулировка нуля при калибровке

Регулировку нуля АРУ следует выполнить после установки АРУ на резервуар судна, но до выполнения поверки. АРУ следует отрегулировать для точного указания измеренной глубины от уровня жидкости до нижней контрольной отметки, расположенной на дне резервуара или измеренной величины незаполненной части резервуара от верхней контрольной отметки отсчета при температуре, составе и плотности СПГ перед погрузкой.

А.4 Влияние прослеживаемости эталонов на точность испытаний

Международная организация законодательной метрологии определяет прослеживаемость калибровочной линейки следующим образом:

a) государственный первичный эталон (хранят в уполномоченной организации национального органа по метрологии);

b) вторичный эталон (калибровочная линейка, прослеживаемая к государственному первичному эталону, которую хранят в соответствующей организации, уполномоченной национальным органом по метрологии);

c) рабочий эталон (калибровочная линейка, сравниваемая с вторичным эталоном, который прослеживается к государственному первичному эталону, хранящаяся в офисах филиалов организации, уполномоченной национальным органом по метрологии).

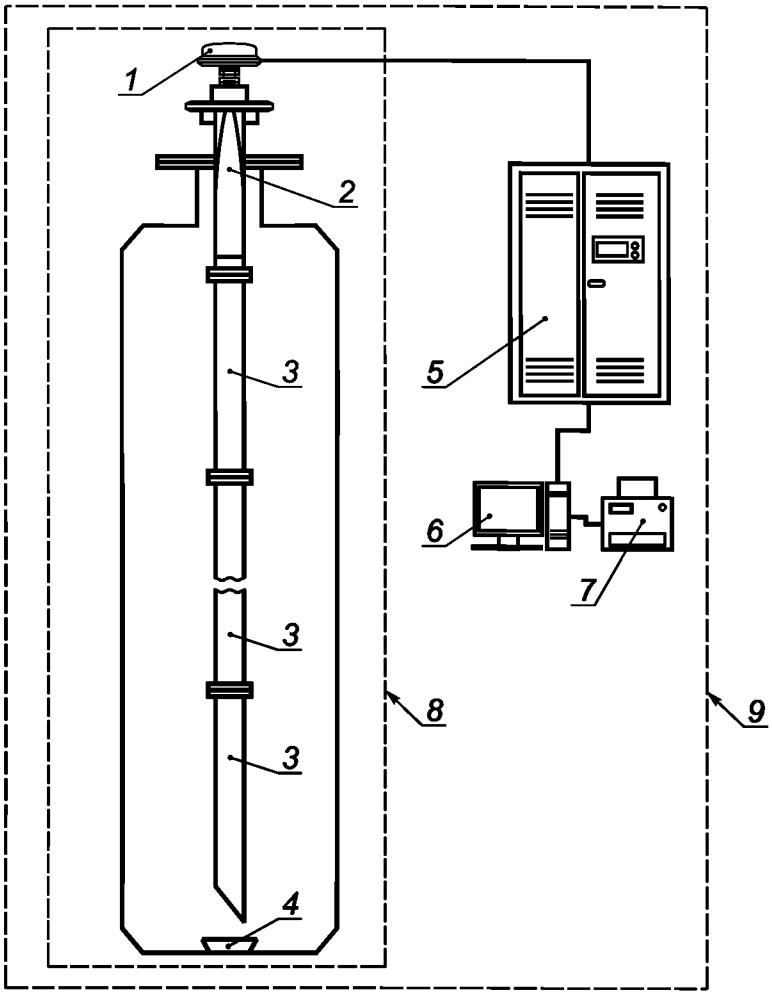
Конкретные процедуры варьируются в зависимости от принципа работы и/или конструкции АРУ. Результаты испытаний точности измерений должны соответствовать критериям, изложенным в настоящем стандарте.

Приложение В
(обязательное)

Калибровка и поверка АРУ радарного типа

В.1 Общие положения

АРУ радарного типа состоит из антенны, микроволнового передатчика и других необходимых компонентов (см. рисунок В.1).



1 — микроволновой передатчик; *2* — антенна; *3* — стальная трубка; *4* — аттенюатор; *5* — управляющий блок; *6* — дисплейный блок; *7* — принтер; *8* — АРУ; *9* — система АРУ

Рисунок В.1 — Пример АРУ радарного типа

Во время эксплуатации грузового резервуара АРУ должен обеспечивать, как минимум, режим проверки правильности измерений на борту при уровне, близком к нормальной безопасной высоте заполнения.

Погрешность не должна превышать величину, указанную в настоящем стандарте.

В дополнение к порядку установки, описанной в разделе 5 настоящего стандарта, принимают во внимание следующее:

a) когда уровень находится вблизи нормальной безопасной высоты заполнения, антенна должна быть установлена в таком положении, чтобы верхняя «мертвая зона» не влияла на точное измерение уровня жидкости;

b) эталонное устройство(а) для поверки должно быть оснащено установленными фиксированными контрольными отметками, при помощи которых сравнивают известное расстояние от контрольной отметки датчика до действующего проверенного АРУ;

c) должны быть предусмотрены меры для предотвращения неблагоприятных эффектов, вызванных отражением сигнала от дна резервуара.

В.2 Заводские приемо-сдаточные испытания на предприятии-изготовителе

Методы калибровки АРУ и прочие процедуры указаны в его эксплуатационной документации. АРУ тестируют по нескольким отметкам по всей длине стальной трубки. Показания АРУ следует согласовывать с эталонными расстояниями с учетом допустимого предела погрешности, приведенного в 6.2.2 настоящего стандарта.

В.3 Калибровка и поверка после установки на борту судна, но перед вводом в эксплуатацию

Конкретные процедуры указаны в эксплуатационной документации на АРУ. При установленном АРУ следует:

a) активировать работу АРУ в режиме калибровки/поверки;

b) установить соответствие АРУ с предварительно выбранной фиксированной контрольной отметкой;

c) убедиться, что показания АРУ согласуются с эталонным значением, т. е. они находятся в пределах допустимой погрешности по 6.3 настоящего стандарта.

В.4 Поверка перед операцией коммерческого учета

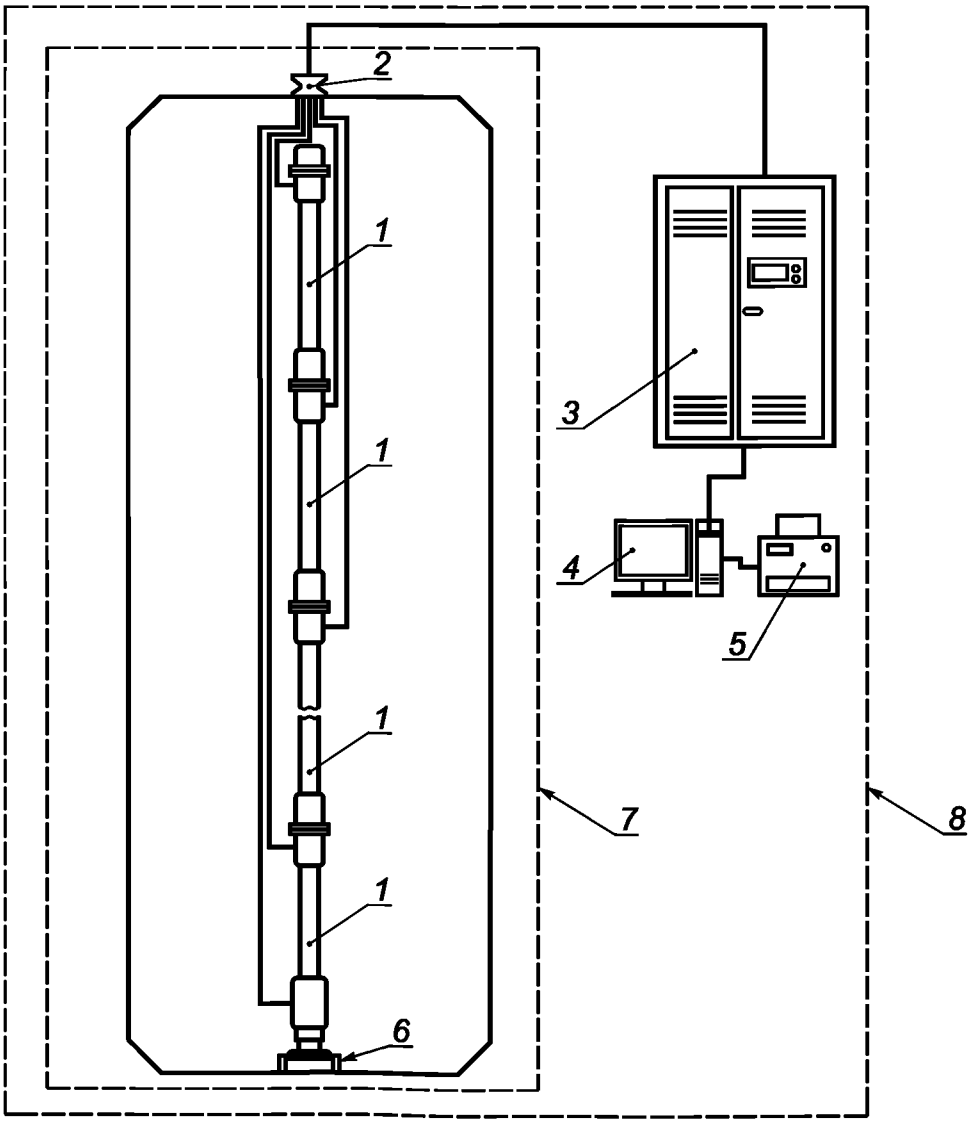
Процесс поверки предполагает сравнение между показанием(ями) АРУ и фиксированной контрольной отметкой(отметками), положение которых точно известно. В зависимости от принципа работы АРУ, поверку следует выполнять предпочтительно вблизи высоты нормального заполнения грузовых резервуаров судна в режиме их эксплуатации, или путем сравнения контрольной отметки в верхней или нижней части грузового резервуара.

Приложение С
(обязательное)

Калибровка и поверка АРУ емкостного типа

С.1 Общие положения

АРУ емкостного типа состоит из электродов, установленных в резервуаре, и управляющего блока, установленного в диспетчерской по грузовым операциям. Электрод состоит из двух коаксиальных алюминиевых трубок, то есть внутренняя трубка электрода через равные интервалы соединена с внешней трубкой изоляционными опорами. Длина электрода составляет от 4 до 5 м. Набор электродов устанавливают в резервуаре по вертикали от дна до верхней части резервуара. Точность АРУ емкостного типа зависит от точности измерения расстояния между внутренней и внешней трубками, и длиной электрода. Блок управления/индикации вычисляет уровень жидкости по измеряемой емкости конденсатора, образуемого электродами и СПГ в резервуарах, и отображает результаты (см. рисунок С.1).



1 — электрод; *2* — устройство ввода-вывода; *3* — управляющий блок; *4* — дисплейный блок; *5* — принтер; *6* — цоколь; *7* — АРУ; *8* — система АРУ

Рисунок С.1 — Пример АРУ емкостного типа

Диэлектрическая постоянная СПГ зависит от состава компонентов СПГ и его изменения в результате испарения. Таким образом, измерение уровня жидкости с помощью АРУ емкостного типа должно быть основано на фактических значениях диэлектрической постоянной СПГ, отличных от типичного значения (т. е. 1,67). На практике фактическую диэлектрическую постоянную СПГ в момент измерения определяют электродом, располагающимся ниже электрода, который пересекает уровень жидкости.

С.2 Заводские приемо-сдаточные испытания на предприятии-изготовителе

Заводские приемо-сдаточные испытания включают следующие действия:

a) проверяют линейность и измеряют длины электродов, выбранных случайным образом: количество испытуемых электродов обычно определяют стороны;

Примечание — Зазор между внутренней и внешней трубками электрода точно определен. Длина электрода также точно откалибрована с учетом коэффициента усадки материала. Как правило, электрод сконструирован с целью определения длины при полном погружении в СПГ при температуре минус 160 °С.

d) моделируют испытания блока управления/индикации путем подсоединения к конденсатору с эталонным значением;

c) принимают в качестве максимально допустимой погрешности для АРУ емкостного типа максимальное значение среднеквадратических результатов этих испытаний: убеждаются, что допустимая погрешность находится в пределах критерия, указанного в 6.3 настоящего стандарта.

Изучают конкретные процедуры, рекомендованные производителем АРУ.

С.3 Установка в резервуаре на борту судна

В дополнение к требованиям по установке АРУ, описанных в разделе 5 настоящего стандарта, точность измерения во многом зависит от схемы подключения электродов в резервуаре в случае установки АРУ емкостного типа. Поэтому, следует убедиться, что все электроды были собраны, установлены и подключены в соответствии с проектной схемой согласно их порядковым номерам. Особое внимание следует уделить работам внутри резервуара, и убедиться, что покрытие поверхности резервуара и другое оборудование не были повреждены во время установки АРУ, сами электроды следует визуально проверить, чтобы убедиться, что они не были повреждены во время транспортировки на судоверфь и установки в резервуаре.

С.4 Калибровка после установки на борту судна, но перед эксплуатацией

После установки АРУ емкостного типа на борту судна, но перед его использованием он должен быть откалиброван и поверен.

Перед поверкой систему АРУ необходимо отрегулировать на величину коррекции нижнего уровня (уровня дна).

После установки АРУ на борту метод калибровки варьируют в зависимости от требований производителя. Одним из широко распространенных методов калибровки является применение аппаратной процедуры «Самодиагностика», которая выполняется после аппаратной процедуры «Самокалибровка» АРУ. Эти аппаратные процедуры обеспечивают проверку правильности функционирования системы АРУ в циклическом режиме без использования эталонного конденсатора.

С.5 Поверка перед операцией коммерческого учета

В некоторых случаях правильность функционирования емкостных АРУ на этапе перед коммерческим учетом может быть проверена с помощью аппаратной процедуры «Самодиагностика». Для тех АРУ, которые не имеют данной функции, могут применяться рабочие тесты и проверка результирующих выходных сигналов.

Приложение D
(обязательное)

Калибровка и поверка АРУ поплавкового типа

D.1 Общие положения

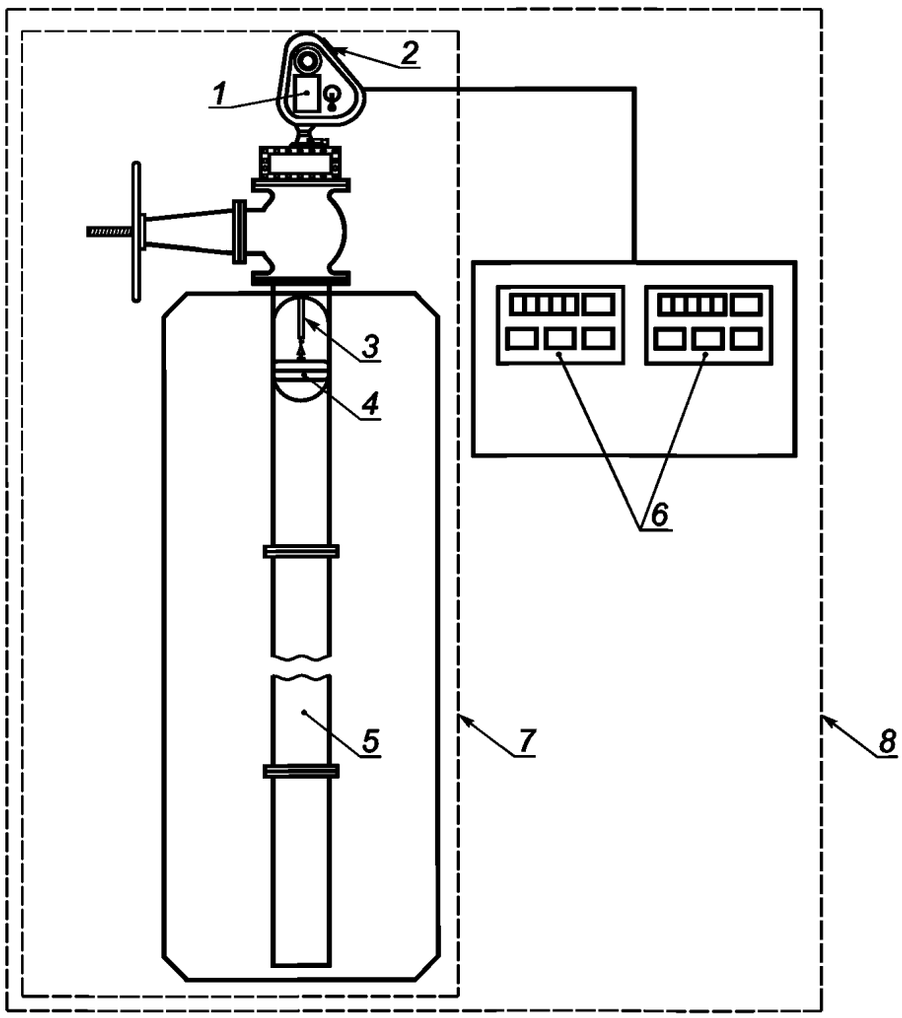
АРУ поплавкового типа включает в себя поплавок, барабан на головной части датчика, ленту или провод, который соединяет поплавок и барабан. Когда поплавок достигает поверхности жидкости и частично погружается, изменение выталкивающей силы, действующей на поплавок, позволяет обнаружить момент достижения поплавком поверхности жидкости. Следует предусмотреть корректирующие таблицы по компенсации изменения погружения поплавка за счет изменения плотности жидкости и за счет усадки ленты или провода поплавка при изменении температуры паров.

АРУ поплавкового типа должны быть сконструированы таким образом, чтобы обеспечивать защиту от повреждений, вызываемых волнами жидкости в резервуарах из-за движения судна. Подобная защита может потребовать установки поплавка в перфорированной стальной трубке. Если поплавок не используют, то он должен быть поднят в верхнее безопасное положение.

АРУ поплавкового типа, как правило, включает следующие элементы (см. рисунок D.1):

a) поплавок, который перемещается синхронно вертикальному перемещению уровня жидкости в резервуаре;

b) ленту или провод, прикрепленный к поплавку с целью определения его положения;



1 — головная часть датчика; *2* — локальный дисплей; *3* — лента поплавка; *4* — поплавок; *5* — стальная трубка; *6* — удаленный дисплей; *7* — АРУ; *8* — система АРУ

Рисунок D.1 — Пример АРУ поплавкового типа

c) стальную трубку для предотвращения горизонтального перемещения поплавка;

d) механическое, электрическое или электромеханическое оборудование для локального и/или удаленного считывания;

e) оборудование для обеспечения необходимого натяжения ленты или провода;

f) оборудование для перемещения поплавка вверх и вниз;

g) оборудование или устройство для блокировки поплавка в нерабочем положении;

h) необходимое оснащение резервуара для защиты его дна от повреждения при ударе поплавком.

D.2 Заводские приемочные испытания

АРУ поплавкового типа следует откалибровать, а их точность проверить на заводе-производителе перед отгрузкой, установив собственную погрешность АРУ согласно 6.3 a) настоящего стандарта.

В ходе заводских приемочных испытаний следует определить или проверить следующие параметры:

a) размеры поплавка;

b) массу поплавка;

c) уровень погружения поплавка;

d) в случае перфорированной ленты, шаг перфорации;

e) длину подвешенной ленты или провода;

f) массу единицы длины подвесной ленты или провода;

g) материал подвесной ленты или провода;

h) функцию постоянного натяжения пружины;

i) правильное центрирование поплавка, к которому подсоединена лента или провод.

Конкретные процедуры определения или проверки указанных параметров проводят в соответствии с руководством по эксплуатации АРУ.

D.3 Калибровка и поверка на судоверфи после установки на борту судна

Калибровку и поверку следует выполнять по нижеописанной процедуре:

a) опускают поплавок на опорную пластину;

b) устанавливают значение показаний АРУ на локальном и удаленном дисплее равным сумме величин «*H*» и «*h*», где

c) *H* — вертикальное расстояние между дном резервуара и верхней поверхностью опорной пластины или фиксатора;

d) *h* — расчетный уровень погружения поплавка, когда он предположительно находится на плаву плотного СПГ;

e) прикладывают аттестованную калибровочную ленту к нижней части поплавка с зажимом. Постепенно подтягивают поплавок при помощи медленно вращающейся ручки на головной части уровнемера до тех пор, пока на дисплее не появится показание 1 м. Регистрируют результат измерения по приложенной ленте в качестве смещения измеренного значения;

f) подтягивают поплавок при помощи ручки в точку примерно на 20 % от высоты резервуара;

g) удерживают ручку и сравнивают измерение приложенной ленты и локального дисплея с учетом смещения измеренного значения;

h) подтягивают поплавок на 80 % от высоты резервуара и повторяют процедуры в соответствии с пунктом e);

i) подтягивают поплавок до упора в верхнем положении и записывают показания локального дисплея в качестве верхней контрольной отметки;

j) опускают поплавок до дна резервуара для отсоединения калибровочной ленты;

k) по каждому показанию вычисляют погрешность АРУ поплавкового типа, как для локального, так и удаленного дисплеев, при этом результат должен находиться в пределах допуска, заданного в 6.3 b) настоящего стандарта.

Примечания

1 Нижнюю контрольную отметку совмещают с вертикальной центральной осью сферического резервуара и его дном.

2 Для обеспечения бесперебойной работы рекомендуется проверить ленту или провод, головную часть и все компоненты АРУ поплавкового типа путем намотки ленты или провода по всей длине, проводя проверку медленно, чтобы имитировать реальные условия эксплуатации и не повредить АРУ поплавкового типа.

3 Для компенсации длины калибровочной ленты измеряют температуру среды в резервуаре.

4 Если описанный выше метод не представляется возможным, следует принять альтернативный метод испытаний эквивалентный по функциональности или производительности.

5 Помимо неопределенности калибровки, связанной с аттестованной калибровочной лентой (рабочий эталон), описанная выше процедура тестирования включает в себя в основном неопределенность ручных операций.

Общую неопределенность, связанную с неопределенностью испытаний АРУ поплавкового типа, оценивают в ±2 мм (см. приложение F).

D.4 Поверка перед коммерческим учетом

Поплавок, который находился во время транспортировки в верхнем безопасном положении, опускают на поверхность жидкости для стабилизации температуры. Перед проведением операций коммерческого учета подтягивают поплавок до тех пор, пока он автоматически не остановится в верхнем безопасном положении, и сравнивают показания локального и удаленного дисплеев с записанным значением во время первичной калибровки.

Приложение E
(справочное)

Ограничения точности измерения уровня СПГ

E.1 Общие положения

На измерение уровня с помощью АРУ на борту судов для перевозки СПГ, а также на ПУХО или ПУДХО влияют следующие условия независимо от их типа.

E.2 Точное определение дифферента и крена

Точное измерение дифферента и крена затруднительно и их корректировка влияет на точность измерения уровня СПГ на плаву. Из-за прогиба и перекоса, поворотов и изгибов может понадобиться принятие многоточечной модели, а затем использование коррекции дифферента соответствующего резервуара. Если автоматическая коррекция для дифферента и/или крена является частью показаний уровнемера, то после коррекции необходимо удостовериться, что погрешность определения уровня СПГ не превышает установленной нормы.

E.3 Влияние движения судна, вызывающее волны в резервуарах

Волны в резервуарах затрудняют измерение среднего уровня жидкости. Многие АРУ считывают мгновенный уровень в момент измерения, а некоторые АРУ обеспечены внутренними алгоритмами обработки в рамках усреднения показаний уровня за временной интервал. Временем обработки может быть фиксированное или программируемое значение, адаптированное к возникающему движению.

Если на работу АРУ влияет волнение моря, которое может привести к считыванию со значительной задержкой (до нескольких минут) по отношению к первой из серий обработанных измерений, для измерения уровня используют усредняющий фильтр.

E.4 Изменение габаритов резервуара из-за влияния температуры и тяжести груза

Размеры резервуара СПГ могут меняться при изменении температуры и других факторов. Это влияет на пересчет уровня резервуара по объему. Изменение вертикального размера также изменяет предварительно установленную контрольную отметку датчика, сохраненную ранее в системе АРУ. Отсутствие коррекции влияет на точность АРУ, которые крепят на конструкции верхней палубы.

E.5 Поправки для груза и условий резервуара

Компонентный состав груза и/или физико-химические характеристики СПГ (например, плотность, диэлектрическая проницаемость, давление насыщенных паров, температуры паров и жидкости) могут повлиять на точность измерения уровня в зависимости от типа АРУ. Необходимо вносить поправки на их влияние.

Приложение F
(справочное)

Неопределенность, связанная с точностью испытаний АРУ поплавкового типа

В таблице F.1 приведены составляющие неопределенности, связанные с точностью испытаний АРУ поплавкового типа на борту судна с СПГ после его установки на верфи, но до ввода резервуара в эксплуатацию. На таблицу F.1 следует ссылаться при выполнении очередных периодических калибровок и поверок.

Таблица F.1 — Неопределенность, связанная с точностью испытаний АРУ поплавкового типа

Источник неопределенности		Неопределенность, мм	Тип
Приходящейся на стальную ленту	Разрешение шкалы	0,29	B
	Неопределенность калибровки стальной ленты	0,40	B
	Эффект веса стальной ленты	0,06	B
	Индивидуальные отклонения	0,25	A
Приходящейся на АРУ	Разрешение шкалы	0,29	B
	Нестабильность фиксации рукоятки	0,29	B
	Расширение ленты поплавка	0,33	B
	Индивидуальные вариации шкалы считывания	0,29	B
Другие	Термометр	0,32	B
	Подключение поплавка и стальной ленты к зажиму	0,14	B
Комбинированная неопределенность		0,89	—
Коэффициент охвата		2	—
Расширенная неопределенность		1,78	—

Примечания

1 Среднее из трех измеренных значений ожидается в пределах 2 мм от среднего значения совокупности при доверительной вероятности 95 %.

2 Тип А является методом оценки неопределенности путем статистического анализа серий наблюдений.

3 Тип В является методом оценки неопределенности иными средствами, чем статистический анализ серий наблюдений.

Библиография

[1] ISO 6578, Refrigerated hydrocarbon liquids — Static measurement — Calculation procedure
[2] ISO 13398, Refrigerated light hydrocarbon fluids — Liquefied natural gas — Procedure for custody transfer on board ship
[3] ISO/IEC Guide 98-3, Uncertainty of measurement — Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995)
[4] IEC 60079-0, Explosive atmospheres — Part 0: Equipment — General requirements
[5] IACS Unified Requirements E 10
[6] API, Manual of petroleum measurement standards, Chapters 3.5 and 3.6
[7] API RP 500, Recommended practice for classification of locations for electrical installations at petroleum facilities
[8] API RP 2003, Protection against ignitions arising out of static, lightning and stray currents
[9] Energy Institute, Hydrocarbon measurement 61
[10] ICS/OCIMF/IAPH, International safety guide for oil tankers and terminals
[11] IGC, International code for the construction and equipment of ships carrying liquefied gases in bulk, 1993 edition, 1994 and 1996 amendments
[12] International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), LNG custody transfer handbook
[13] SIGTTO, Liquefied gas fire hazard management, 1st ed.
[14] SIGTTO, Liquefied gas handling practices on ships and in terminals, 3rd ed.
[15] US Coast Guard (USCG), 33 CFR, Part 153
[16] US Coast Guard (USCG), 46 CFR, Part 39.20
[17] US Coast Guard (USCG) Marine Safety Center NVIC 2-89, Basic guidance for electrical installations on merchant vessels

УДК 665.725:681.128:006.354 ОКС 75.180.30

Ключевые слова: сжиженный природный газ, основные требования к автоматическим резервуарным уровнемерам, на борту судов и плавучих хранилищ

БЗ 6—2017/104

Редактор *В.П. Коваленко*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *И.А. Королева*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 25.04.2017. Подписано в печать 04.05.2017. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,21. Тираж 31 экз. Зак. 759.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru