ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р ИСО 18132.2— 2017

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ СЖИЖЕННЫЙ

Основные требования к автоматическим резервуарным уровнемерам

Часть 2

Уровнемеры в береговых резервуарах рефрижераторного типа

(ISO 18132-2:2008, Refrigerated light hydrocarbon fluids — General requirements for automatic level gauges Part 2: Gauges in refrigerated-type shore tanks, 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 перевода на русский язык англоязычной версии стандарта, указанного в пункте 4

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 24 «Метрологическое обеспечение добычи и учета углеводородов»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 мая 2017 г. № 353-ст

4 Настоящий стандарт идентичен международному стандарту ИСО 18132-2:2008 «Охлажденные легкие углеводородные жидкости. Общие требования к автоматическим датчикам уровня. Часть 2. Датчики в береговых резервуарах рефрижераторного типа» (ISO 18132-2:2008 «Refrigerated light hydrocarbon fluids — General requirements for automatic level gauges — Part 2: Gauges in refrigerated-type shore tanks», IDT).

Наименование настоящего стандарта изменено относительно наименования указанного международного стандарта для приведения в соответствие с ГОСТ Р 1.5—2012 (пункт 3.5).

При применении настоящего стандарта рекомендуется использовать вместо ссылочных международных стандартов соответствующие им национальные стандарты Российской Федерации и межгосударственные стандарты, сведения о которых приведены в дополнительном приложении ДА

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». 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 в сети Интернет (*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

Введение

Большие количества легких углеводородных жидкостей, состоящих из компонентов содержащих в основном от одного до четырех атомов углерода, хранятся и транспортируются оптовыми партиями при давлении, близком к атмосферному. Эти жидкости могут быть разделены на две основные группы: сжиженный природный газ (СПГ) и сжиженные углеводородные газы (СУГ).

В общем случае количество транспортируемых легких углеводородов определяется и регистрируется в объемных или массовых единицах с энергосодержанием, вычисленным в единицах калорийности. При использовании статических методов измерения уровень жидкости в резервуаре является одной из переменных, наиболее значительно влияющих на измерение.

В дополнение к измерению уровня для определения количества и энергосодержания легких углеводородов в наливном резервуаре для хранения необходимы следующие параметры:

a) калибровочная таблица резервуара;

b) состав и/или физические свойства сжиженных газов и паровой фазы;

c) давление пара, температура пара и жидкости;

d) объем жидкости в трубопроводах;

e) состояние клапанов соединительных линий.

Различные составляющие погрешности, которые влияют на определение количества, основанное на измерениях уровня жидкости, приведены в приложении А.

Измерение объема сжиженного природного газа в береговых резервуарах необходимо при следующих операциях:

a) эксплуатации резервуарного парка и технологическом контроле;

b) учете запасов углеводородов в резервуарах;

c) коммерческом учете углеводородов в береговых резервуарах на основании запроса заинтересованных сторон.

Настоящий стандарт устраняет техническую зависимость и гарантирует открытость рынка для всех новых участников этого производственного сектора.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ СЖИЖЕННЫЙ

Основные требования к автоматическим резервуарным уровнемерам

Часть 2

Уровнемеры в береговых резервуарах рефрижераторного типа

Liquefied natural gas. General requirements for automatic level gauges. Part 2. Gauges in refrigerated-type shore tanks

Дата введения — 2017—07—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает общие требования к техническим характеристикам, установке и операциям калибровки/поверки автоматических резервуарных уровнемеров (АРУ), используемых для охлажденных легких углеводородных жидкостей, таких как, сжиженный природный газ (СПГ) и сжиженные углеводородные газы (СУГ), хранящихся в береговых наливных резервуарах для хранения при давлениях, близких к атмосферному.

1.2 Настоящий стандарт не распространяется на береговые наливные резервуары, находящиеся под избыточным давлением.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использована нормативная ссылка на следующий документ:

OIML R 85, Автоматические уровнемеры для измерения уровня жидкости в неподвижных резервуарах для хранения (OIML R 85, Automatic level gauges for measuring the level of liquid in fixed storage tanks)

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **автоматический резервуарный уровнемер АРУ** (automatic tank gauge; ATG): Прибор, постоянно измеряющий уровень жидкости (высоту заполнения 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).

3.2 **нулевая отметка** (datum level): Самый низкий уровень резервуара, который соответствует нулевому уровню и нулевому объему в калибровочной таблице резервуара.

3.3 **опасная зона** (hazardous area): Область, в которой присутствует или, как ожидается, будет присутствовать взрывоопасная газовоздушная смесь в количествах, требующих специальных предосторожностей при строительстве, установке и использовании аппарата по [4].

3.4 **верхняя контрольная отметка** (upper reference point): Четко установленный указатель на измерительном люке уровнемера, расположенный непосредственно над нулевой отметкой, указывающий максимальное значение уровня заполнения емкости.

Издание официальное

Примечание — Как правило, верхней контрольной отметкой является верх монтажного фланца уровнемера, измеряющего высоту пустой части емкости.

3.5 **реперная высота** (reference height): Расстояние между верхней контрольной и нулевой отметками.

3.6 **уровень жидкости** (liquid level): Расстояние между поверхностью жидкости в резервуаре и нулевой отметкой.

Примечание — Часто вместо термина «уровень жидкости» используют термин «высота заполнения».

3.7 **высота незаполненного пространства** (ullage): Расстояние между поверхностью жидкости в резервуаре и верхней контрольной отметкой.

3.8 **нижняя контрольная отметка** (lower reference point): Наименьший измеряемый уровень, который может быть измерен АРУ, находящийся выше нулевой отметки.

3.9 **общая погрешность** (overall error): Суммарная погрешность измерений уровня, включающая собственную погрешность АРУ и погрешность, связанную с установкой и условиями эксплуатации АРУ.

3.10 **собственная погрешность** (intrinsic error): Погрешность АРУ, получаемая при тестировании в контролируемых условиях, установленных производителем.

4 Требования безопасности

4.1 Общие положения

При выборе и установке АРУ необходимо соблюдать требования международных стандартов, федеральных законов, правил безопасности и меры предосторожности при обращении с легкими углеводородными жидкостями. Кроме того, необходимо следовать особым рекомендациям, установленным производителями АРУ.

4.2 Меры предосторожности при работе с оборудованием

4.2.1 АРУ должны быть произведены и установлены в соответствии с действующими национальными и/или международными стандартами, например OIML R 85.

4.2.2 АРУ должны быть сертифицированы в соответствии с классом опасности зоны, в которой они будут установлены.

4.2.3 При работе АРУ следует соблюдать безопасные условия эксплуатации. Также необходимо проводить техобслуживание и выполнять требования руководства по эксплуатации АРУ.

5 Соответствие международным стандартам и правилам

В дополнение к требованиям данного стандарта АРУ должны соответствовать требованиям OIML R 85.

6 Технические требования к уровнемерам

6.1 Совместимость с технологическими условиями в резервуаре

АРУ должны быть устойчивы к воздействию низких температур, коррозии, вибрации и турбулентности потока жидкости.

6.2 Требования к проведению техобслуживания

Проведение техобслуживания АРУ не должно ставить под угрозу целостность резервуара. Необходимо создавать условия для проведения калибровки или поверки АРУ в полевых условиях без вывода резервуара из обслуживания и использовать средства проверки точности измерения уровня на высоком и низком уровнях заполнения резервуара.

6.3 Самодиагностика или другие процедуры

В АРУ должна быть предусмотрена процедура самодиагностики или другие процедуры, минимизирующие время, требуемое для поиска и устранения неисправностей, установления причины и устранения нештатного режима работы.

6.4 Меры предосторожности

Для простоты обслуживания и ремонта в случае сбоя, АРУ желательно устанавливать таким образом, чтобы он был изолирован от резервуара, например при помощи отсечного клапана.

6.5 Электромагнитная совместимость и защита от воздействия окружающей среды

АРУ должны быть разработаны с учетом электромагнитной совместимости, отвечающей требованиям пользователя и соответствующих стандартов. Это означает, что уровнемер не должен влиять и испытывать влияния другого оборудования (см. [2]). Кроме того, АРУ должен быть оснащен электростатической и молниезащитой, встроенной или подключенной к внешнему оборудованию.

6.6 Подтверждение работоспособности

АРУ должны обладать возможностью подтверждения работоспособности, даже в условиях эксплуатации. С этой целью в резервуаре должна быть обустроена, по крайней мере, одна контрольная точка, которая не противоречит обычным измерениям в пределах предполагаемого диапазона измерений.

6.7 Уменьшение неизмеряемой зоны

АРУ должны быть разработаны таким образом, чтобы минимизировать неизмеряемую зону в рабочем диапазоне.

6.8 Быстродействие

АРУ должны обладать достаточно высоким быстродействием для отслеживания изменений уровня в резервуаре, возникающих во время операции наполнения или опорожнения резервуара.

6.9 Защита от несанкционированного доступа

АРУ должны быть защищены от несанкционированного изменения настроек. Защита может состоять из пароля(ей) программного обеспечения.

6.10 Минимальная разрешающая способность

Рекомендуемая минимальная разрешающая способность считывания показаний — не более 1 мм.

6.11 Возможность изменения напряжения электрического тока

АРУ должны функционировать при изменениях напряжения электрического тока, соответствующих установленным требованиям.

6.12 Компенсация тепловых эффектов

Автоматические уровнемеры, частично или полностью установленные в резервуаре, должны быть оборудованы функцией измерения или другими средствами компенсации погрешности измерения, вызванной тепловым сокращением/расширением материалов уровнемера.

6.13 Стандартные условия

АРУ должны быть откалиброваны изготовителем для измерения уровня жидкости при строго определенных стандартных условиях, таких как стандартная температура, стандартная плотность, стандартная диэлектрическая постоянная и т. д.

6.14 Компенсация изменений в физических свойствах и рабочих условиях жидкости и пара

Автоматический уровнемер должен компенсировать возможное влияние физических свойств и рабочих условий жидкости и пара в резервуаре на точность измерения уровня.

7 Установка уровнемеров

7.1 Дублирование уровнемеров

На каждом резервуаре следует устанавливать два или больше АРУ. Установленные АРУ должны работать независимо таким образом, чтобы отказ одного АРУ не влиял на работу другого уровнемера. Один из уровнемеров обозначают в качестве основного. Данный уровнемер следует использовать для открытия и закрытия клапана во время процедуры передачи.

7.2 Инструкции изготовителей по установке уровнемеров

Установка АРУ должна проводиться в соответствии с инструкциями изготовителя и уполномоченных органов исполнительной власти.

7.3 Место установки уровнемеров

Рекомендуется устанавливать каждый АРУ в месте, в котором минимизированы погрешности измерения из-за эффектов кипения и турбулентности, происходящих во время получения и поставки жидкости. При установке следует обеспечить защиту уровнемеров и резервуаров от физических повреждений.

8 Контроль точности

АРУ, установленные на береговых резервуарах, необходимо контролировать, чтобы гарантировать их надлежащее функционирование и точность перед отправкой изготовителем (первый шаг — поверка перед установкой) и после установки на береговом резервуаре (второй шаг — первичная поверка), но перед началом эксплуатации. Однако если какая-либо контрольная позиция не может быть повторена после установки на береговом резервуаре, то она может быть пропущена. В таких случаях результаты первого шага (поверки перед установкой) могут также быть использованы для второго шага — первичной поверки. Дополнительно следует также проводить периодическую поверку АРУ.

8.2 Взаимные соглашения по контрольным позициям

В зависимости от типа АРУ и/или национального законодательства, применяют разные методы испытаний. Перед проведением испытаний изготовители АРУ должны прийти к соглашению с заинтересованными сторонами относительно методов испытаний, контрольных позиций и т. д., применения полного или выборочного контроля, периода проведения испытаний и других положений, таких, как выбор проверяющей организации или присутствие при испытаниях владельца резервуара, проектировщика резервуара или другой стороны.

9 Проверка перед установкой

Контроль точности проводится путем сравнения показаний поверяемого уровнемера с показаниями эталонного уровнемерного устройства или эталонного уровнемера на заданном уровне жидкости. Эталонное уровнемерное устройство или эталонный уровнемер должны быть прослеживаемыми к национальному первичному эталону единицы величины и являться устройством, внешним по отношению к уровнемеру. Однако в некоторых случаях эталон может являться составной частью АРУ. В любом случае эталон должен иметь действующий сертификат, подтверждающий прослеживаемость данного эталона к национальному первичному эталону.

Различие между результатами измерений эталонного устройства и поверяемого уровнемера по всему диапазону измерений не должно превышать 3 мм.

10 Первичная поверка после установки

10.1 Первичная настройка

Первичные параметры настройки конфигурируют при установке уровнемера на береговом резервуаре. Параметры настройки уровнемера регулируют таким образом, чтобы он точно измерял уровень жидкости от нулевой отметки. Нулевая отметка в некоторых типах уровнемеров, измеряющих высоту пустой части емкости, расположена в верхней контрольной отметке, то есть в монтажном фланце или соединительном технологическом трубопроводе. В любом случае настройка уровнемера, установленного на резервуаре, перед началом работы может включать компенсацию влияния факторов, описанных в разделе 6.

10.2 Поверка уровнемеров в нерабочем резервуаре

После конфигурирования начальных параметров настройки в соответствии с 10.1 подготовлены условия для поверки начальных параметров настройки уровнемера по отношению к контрольным отметкам в резервуаре, например, с использованием контрольных отметок на успокоительной трубе, в которой установлен уровнемер. При помощи данного метода уровнемер калибруют или поверяют по всем контрольным отметкам с пределом погрешности ±7,5 мм при нормальных внешних условиях, то есть температуре окружающей среды и атмосферном давлении.

10.3 Поверка уровнемеров в рабочем резервуаре

Все уровнемеры испытывают в рабочем резервуаре путем сравнения показаний с контрольной отметкой в резервуаре, расположенной над поверхностью раздела жидкости и пара для уровнемеров, измеряющих незаполненный объем. Если эталонное устройство встроено в уровнемер, его можно использовать в качестве альтернативы внешней контрольной отметке в резервуаре. Кроме того, при согласии сторон и наличии возможности следует испытать уровнемер с использованием жидкости вблизи порога срабатывания и в заполненном, не менее чем на 2/3 резервуаре. При использовании данного метода различие показаний между эталонным устройством и поверяемым уровнемером не должно превышать ±10 мм. Требования национальных стандартов могут отличаться от указанной величины.

В качестве альтернативы показания уровня АРУ допускается сравнивать с уровнем, эмулируемым при помощи электрического сигнала. Электрический сигнал применяется в качестве эквивалента предварительно определенным контрольным уровням, включающим, по крайней мере, две точки. При использовании данного метода различие между показаниями АРУ и эмулируемым уровнем, предварительно определенным уровнем не должно превышать ±10 мм в каждой точке.

Эталон должен иметь действующий сертификат, подтверждающий прослеживаемость данного эталона к государственному первичному эталону.

11 Периодическая проверка

11.1 Периодичность поверки

После запуска в эксплуатацию в обязательном порядке следует проводить процедуры контроля точности показаний АРУ для проверки подтверждения его калибровочных характеристик. Рекомендуется, чтобы контроль точности в рабочем резервуаре проводился не реже одного раза в год. Периодичность испытаний также может соответствовать национальным и/или международным метрологическим требованиям.

11.2 Проведение поверки

Периодическая поверка осуществляется в рабочем резервуаре. Испытание включает подтверждение точности АРУ с использованием методов, установленных в 10.3. Во время испытаний не допускается проводить подстройку показаний уровнемера. Различие между показаниями АРУ и эталона не должно превышать ±10 мм. Если разность в показаниях превышает предел точности, указанный выше, то АРУ калибруют заново с использованием методов, установленных в 10.3.

АРУ должны быть снабжены соответствующим оборудованием для периодического контроля точности.

Приложение А
(справочное)

Факторы, влияющие на определение количества полностью охлажденных углеводородных жидкостей

На определение количества (объема и/или массы) полностью охлажденных углеводородных жидкостей, основанное на измерении уровня жидкости автоматическим уровнемером, могут влиять следующие факторы:

а) определение объема: конфигурация днища резервуара подвергается деформации из-за давления слоя жидкости и это влияет на объем жидкости, находящейся под нижней контрольной отметкой.

б) измерение температуры: большой температурный градиент в паровой и/или жидкой фазе может затруднить точное определение средней температуры пара для коррекции показаний уровнемера и температуры оболочки резервуара для коррекции, связанной со сжатием/расширением резервуара. Дополнительная информация по измерению температуры приведена в [1].

в) объем трубопроводов: Для количественного определения объема поставленной/полученной жидкости при открытом и закрытом клапане объем жидкости в задействованных трубопроводах должен быть постоянным (они должны быть либо полностью заполненными, либо пустыми) при открытом и закрытом клапане.

В случае единичных измерений, например для инвентаризации, необходимо принимать в расчет объем жидкости в трубопроводах, присоединенных к резервуару.

Приложение ДА
(справочное)

Сведения о соответствии ссылочных международных стандартов национальным стандартам Российской Федерации (и действующим в этом качестве межгосударственным стандартам)

Таблица ДА.1

Обозначение ссылочного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование национального стандарта (и действующего в этом качестве межгосударственного стандарта)
OIML R 85	—	*
* Соответствующий национальный стандарт и перевод данного международного стандарта на русский язык отсутствуют.		

Библиография

[1] ISO 8310:1991, Refrigerated light hydrocarbon fluids — Measurement of temperature in tanks containing liquefied gases — Resistance thermometers and thermocouples

[2] OIML D 11, General requirements for electronic measuring instruments

[3] ISO 4266-3, Petroleum and liquid petroleum products — Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods — Part 3: Measurement of level in pressurized storage tanks (non-refrigerated)

[4] IEC 60079-10, Electrical apparatus for explosive gas atmospheres — Part 10: Classification of hazardous areas

УДК 665.725: 681.128:006.354 ОКС 75.180.30 IDT

Ключевые слова: сжиженный природный газ, основные требования к автоматическим резервуарным уровнемерам, уровнемеры в береговых резервуарах рефрижераторного типа

БЗ 6—2017/105

Редактор *В.П. Коваленко*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Р.А. Ментова*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 05.05.2017. Подписано в печать 15.05.2017. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,40. Уч.-изд. л. 1,27. Тираж 28 экз. Зак. 796.
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