

---

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

## 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 ([www.gost.ru](http://www.gost.ru)).*

© Стандартиформ, 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.

## 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.

**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 устанавливаться 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  $\pm 7,5$  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  $\pm 10$  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  $\pm 10$  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  $\pm 10$  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)**

Т а б л и ц а 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  $\frac{1}{8}$ . 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.

[www.gostinfo.ru](http://www.gostinfo.ru) [info@gostinfo.ru](mailto:info@gostinfo.ru)