



**Справочное  
руководство  
инженера  
по системам  
для учета в  
резервуарах**

ИЗДАНИЕ 2021 Г.



Что такое учет в резервуарах?

Технологии учета в резервуарах

Технические стандарты и сертификаты

Оценка массы и объема

Погрешность измерений

Измерение температуры

Сжиженные газы

Дополнительные датчики

Архитектура системы

Защита от перелива

Приложение. Типовые конфигурации  
для систем учета

Справочные материалы





Данное издание по учету в резервуарах является справочным.

Издатель и автор понимают, что сведения, приведенные в руководстве, носят общий характер и могут быть неприменимы в определенных случаях. Для исключения подобной ситуации необходимо обратиться за консультацией к специалистам.

Данное руководство не содержит всех доступных сведений о рассматриваемом вопросе. Руководство не разрабатывалось специально для рассмотрения определенного случая или пользования определенной организацией. Были приложены все усилия для более точного изложения материала в руководстве. Тем не менее могут иметь место типографские или даже смысловые ошибки. В руководстве могут присутствовать устаревшие сведения. Хотя мы прилагаем усилия к тому, чтобы информация была верной и актуальной, мы никоим образом не заявляем, не гарантируем открыто и не подразумеваем, что представленные в издании сведения о продукции и услугах в виде данных или рисунков являются полными, точными, надежными, необходимыми или полезными и что они могут применяться в каждом конкретном случае. Таким образом, ответственность за пользование данными материалами лежит исключительно на вас. Данное руководство следует рассматривать исключительно как справочное издание, но не как основной источник информации. Мы ни в коем случае не несем ответственности за любые потери или убытки, включая прямые или косвенные, вызванные или связанные с использованием сведений данного руководства. Пользуясь данным руководством, вы принимаете условия пользования, в противном случае вам следует вернуть данное издание.

Все права защищены. Данное руководство запрещено воспроизводить полностью или частично в любом виде и любым способом, в электронном или печатном виде, включая фотокопирование, запись при помощи любой системы считывания и хранения данных, без письменного разрешения автора.



1. Что такое учет в резервуарах? \_\_\_\_\_ 1
2. Технологии учета в резервуарах \_\_\_\_\_ 7
3. Технические стандарты и сертификаты \_\_\_\_\_ 15
4. Оценка объема и массы \_\_\_\_\_ 27
5. Погрешность измерений \_\_\_\_\_ 33
6. Измерение температуры \_\_\_\_\_ 41
7. Сжиженные газы \_\_\_\_\_ 47
8. Дополнительные датчики \_\_\_\_\_ 51
9. Архитектура системы \_\_\_\_\_ 55
10. Защита от перелива \_\_\_\_\_ 63
11. Приложение. Типовые конфигурации для систем учета \_\_\_\_\_ 71
12. Справочные материалы \_\_\_\_\_ 89





# Сокращения

<b>AOPS</b>	Автоматическая система защиты от перелива	<b>MPMS</b>	Руководство по стандартам измерений в нефтяной промышленности
<b>API</b>	Американский институт нефти	<b>MTBF</b>	Средняя наработка на отказ
<b>ATG</b>	Автоматический уровнемер для резервуара	<b>NIST</b>	Национальный институт стандартов и технологий
<b>ATT</b>	Автоматический термометр для резервуара	<b>NMi</b>	Нидерландский метрологический институт
<b>BEV</b>	Федеральное ведомство по вопросам метрологии и геодезии (Австрия)	<b>NSV</b>	Чистый стандартный объем
<b>BS&amp;W</b>	Твердый осадок и вода	<b>OIML</b>	Международная организация законодательной метрологии
<b>DCS</b>	Распределенная система управления	<b>OPS</b>	Система защиты от перелива
<b>EMC</b>	Электромагнитная совместимость (ЭМС)	<b>PLC</b>	Программируемый логический контроллер
<b>EODR</b>	Измерение расстояний светодальномером	<b>PTB</b>	Национальный метрологический институт (Германия)
<b>FMCW</b>	Непрерывное излучение с частотной модуляцией	<b>R 85</b>	Рекомендация 85, специальная процедура проверки оборудования измерения уровня, определенная Международной организацией законодательной метрологии.
<b>FWL</b>	Уровень подтоварной воды	<b>RRF</b>	Фактор снижения риска
<b>FWV</b>	Объем подтоварной воды	<b>RTD</b>	Термометр сопротивления
<b>GOV</b>	Валовый наблюдаемый объем	<b>SAT</b>	Приемочные испытания на месте установки
<b>GSV</b>	Общий стандартный объем	<b>SIF</b>	Функции противоаварийной защиты
<b>HTG</b>	Гидростатический принцип измерения	<b>SIL</b>	Уровень полноты безопасности
<b>IEC</b>	Международная электротехническая комиссия	<b>SP</b>	Шведский технический исследовательский институт
<b>ISO</b>	Международная организация по стандартизации	<b>TCT</b>	Таблица градуировочная резервуара
<b>LNE</b>	Национальная лаборатория метрологии и испытаний (Франция)	<b>TOV</b>	Общий фактический объем
<b>LNG</b>	Сжиженный природный газ	<b>VCF</b>	Корректировочный коэффициент объема
<b>LPG</b>	Сжиженный нефтяной газ	<b>WiA</b>	Вес в воздухе
<b>LTD</b>	Уровень, температура, плотность	<b>WiV</b>	Вес в вакууме
<b>MOPS</b>	Регулируемая вручную система защиты от перелива		
<b>MPE</b>	Максимальная допустимая ошибка		



# 1

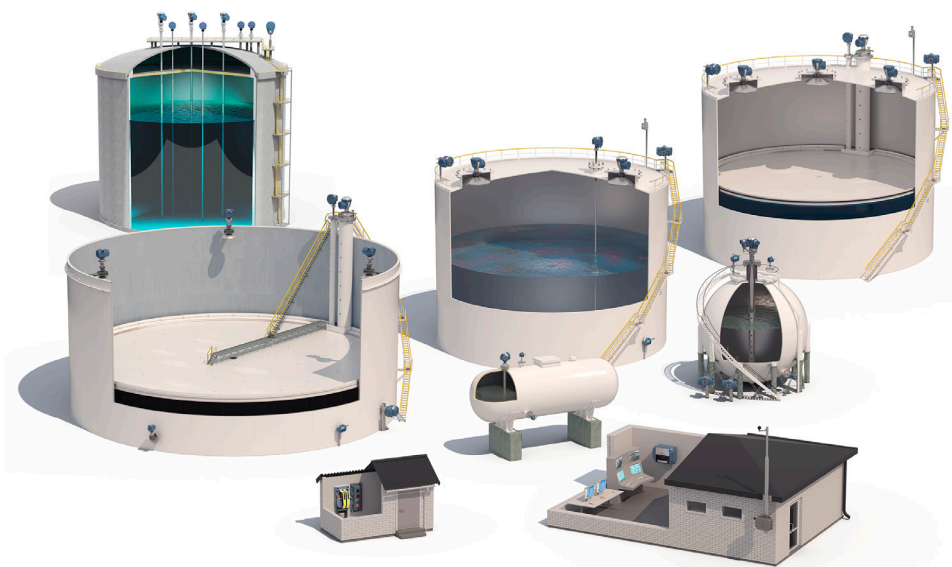
## Что такое учет в резервуарах?

Раздел	Стр.
1.1	Учет в резервуарах как системная наука _____ 2
1.2	Где выполняется учет? _____ 3
1.3	Цели учета в резервуарах _____ 4
1.3.1	Система учета, контроля и движения материальных потоков _____ 4
1.3.2	Инвентарный учет _____ 5
1.3.3	Передача продукта _____ 5
1.3.4	Меры по снижению убытков и материально-сырьевой баланс _____ 5
1.3.5	Защита от перелива _____ 5
1.3.6	Обнаружение утечек _____ 6
1.3.7	Сверка объемов _____ 6

# 1. Что такое учет в резервуарах?

Учет в резервуарах проводится для определения объемов и массы продукта в резервуарах.

В нефтегазовой отрасли в основном используется статический метод определения объема продукта в резервуаре. Для этого необходимы данные об уровне, температуре и давлении. Есть несколько способов измерить уровень и другие параметры жидкости. Метод измерения зависит от типа резервуара, жидкости и способов использования резервуара.



Резервуары для хранения содержат большие объемы жидкого продукта, который представляет значительную ценность. Точность измерения систем учета в резервуаре всегда важна для оценки объема содержимого.

Измерение уровня актуально для крупных резервуаров на нефтеперерабатывающих заводах, складах горючего, а также в трубопроводах, аэропортах и складских терминалах. Чаще всего используются четыре типа резервуаров для хранения: цилиндрические с неподвижной крышей, цилиндрические с плавающей крышей, а также высокого давления сферической или горизонтально-цилиндрической формы. Для каждого из перечисленных типов резервуаров разработана своя система учета.

Кроме измерения уровня, существенным условием достоверной оценки содержимого резервуара является измерение температуры. У каждой жидкости есть коэффициент теплового расширения, поэтому необходимо оставлять соответствующий запас при перемещении объемов в иные температурные условия. Для текущей оценки средней плотности и расчета массы продукта зачастую измеряется давление столба жидкости.

В современных системах учета в резервуарах измерения преобразуются в цифровую форму. В ней информация о резервуаре передается в диспетчерскую, откуда данные об объеме и массе жидкости поступают пользователям.

### 1.1 Учет в резервуарах как системная наука

Концепция учета в резервуаре — это не только установка на резервуар точных приборов. Система учета предполагает надежность передачи данных через крупные сети полевых шин — как проводные, так и беспроводные. От коммуникационных решений часто требуется наличие схем резервирования для полевых шин, концентраторов данных, компонентов сети и сетевых серверов. Системы учета в резервуарах также должны обеспечивать расчет объема и массы в соответствии с отраслевыми стандартами. Программное обеспечение и информационная система учета в резервуаре должны обеспечивать множество различных функций, таких как интерфейс оператора, обработка партии товара, отчетность,

# 1. Что такое учет в резервуарах?

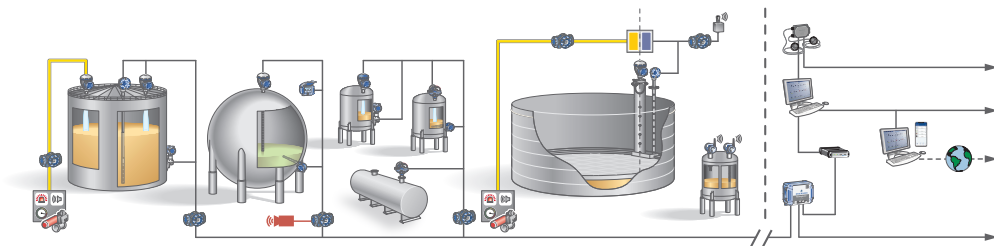


Рис. 1.1. Система учета задействует значительное число взаимозависимых устройств и функций.

сигнализация, связь с центральными системами и другие. Это системная техническая наука, охватывающая многие области технологий.

## 1.2 Где выполняется учет?

Учет необходим во всех случаях хранения жидкостей в больших резервуарах. В сферу применения таких резервуаров входят:

- нефтеперерабатывающие заводы;
- нефтехимическая промышленность;
- распределительные терминалы;
- трубопроводные терминалы;
- топливные склады;
- склады авиатоплива в аэропортах;
- хранилища химикатов.



Резервуары хранения часто устанавливаются группами или входят в состав резервуарных парков. Резервуары бывают атмосферные, высокого давления и криогенные.

Атмосферные резервуары представляют собой вертикально расположенные цилиндры с различной конфигурацией крыш. Самыми распространенными являются следующие:

- резервуары с неподвижной крышей, конической или конусообразной;
- резервуары с плавающей крышей различной конфигурации.

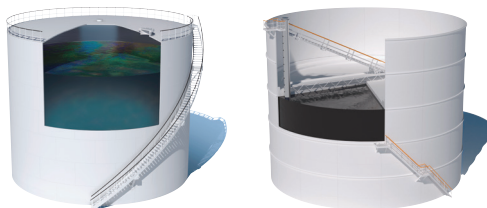


Рис. 1.2. Резервуары с неподвижной и плавающей крышей.

В резервуаре с неподвижной крышей между поверхностью жидкости и внешней крышей есть паровоздушное пространство.

В резервуаре с плавающей крышей поверхность жидкости покрыта внутренней или внешней плавающей крышей. Существует множество конфигураций плавающих крыш для различных функций, жидкостей или размеров резервуара. Часто в резервуарах с плавающей крышей имеются одна или несколько направляющих труб, которые поднимаются со дна резервуара через отверстие в плавающей крыше и достигают верха резервуара. Направляющая труба используется для взятия проб жидкости, ручного измерения уровня, ручного измерения температуры и автоматического измерения уровня. Грамотное построение системы учета в резервуарах позволяет выполнять эти функции с помощью одной направляющей трубы.

Резервуары высокого давления часто имеют сферическую или горизонтально-цилиндрическую форму.

# 1. Что такое учет в резервуарах?

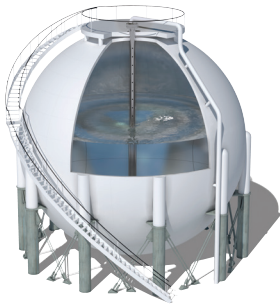


Рис. 1.3. Для резервуаров высокого давления обычно требуется автоматическое измерение уровня в успокоительной трубе.

В резервуарах высокого давления ручные измерения не проводятся. Для обеспечения высокой точности автоматического измерения обычно требуется успокоительная труба внутри резервуара.

В криогенных резервуарах уровнемеры обычно имеют ту же конструкцию, что и уровнемеры для резервуаров высокого давления.



1.4. Криогенный резервуар, хранящий СПГ при  $-162^{\circ}\text{C}$ .

Методики автоматического учета в резервуарах приводятся в различных технических стандартах. Чаще всего применяются стандарты [Руководства по стандартам измерений в нефтяной промышленности \(MPMS\)](#), изданного Американским институтом нефти (API).

## 1.3 Цели учета в резервуарах

Учет в резервуарах проводится в различных целях. Чаще всего он используется:

- в системе учета, контроля и движения материальных потоков;
- для учета складских запасов;
- для коммерческого учета продукта при отгрузке потребителю;

- для контроля потерь и составления материально-сырьевого баланса;
- для сверки объемов;
- для защиты от перелива;
- при обнаружении утечек.

### 1.3.1 Система учета, контроля и движения материальных потоков

Эксплуатация резервуарного парка во многом зависит от сведений о состоянии резервуаров. Для безопасной и эффективной эксплуатации резервуарного парка важно иметь точные сведения о наличии продуктов в резервуарах. Система учета в резервуарах должна в любое время мгновенно предоставлять информацию:

- об уровне жидкости в резервуаре;
- о наличии свободного пространства в резервуаре;
- о том, с какой скоростью идет наполнение или слив резервуара;
- о наполнении резервуара до критически высокого уровня;
- о времени, через которое резервуар опустошится при текущей скорости откачки;
- о времени, которое займет передача партии продукта.

Для эксплуатации резервуарного парка также необходимо, чтобы система учета в резервуарах подавала сигналы оповещения и тревоги о достижении заданного или опасного высокого уровня жидкости в резервуаре.

Система учета, контроля и движения основывается на достоверной и оперативной информации о наполненности резервуаров. Потеря данных контрольно-измерительных приборов в резервуарах станет значительным препятствием при осуществлении рабочих операций и передаче партий продукта, что может стать причиной незапланированной остановки предприятия.

### 1.3.2 Учет складских запасов

В резервуарном парке хранятся ценные активы, и владельцы этих активов требуют точного учета их стоимости.

# 1. Что такое учет в резервуарах?

Система учета в резервуарах должна предоставлять высокоточные отчеты о запасах с заданной частотой или мгновенно по запросу. Для точного учета может также потребоваться автоматически оценивать подтоварную воду на дне резервуара. Учетные данные по резервуарам составляют основу финансового учета и часто используются в финансовых или таможенных отчетах. Система должна рассчитывать чистый объем и массу в соответствии с правилами, установленными организациями по стандартизации, такими как Американский институт нефти и др.

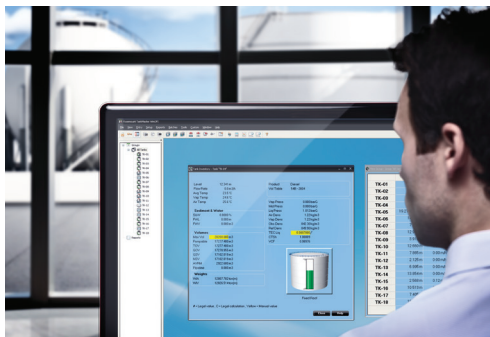


Рис. 1.5. Расчеты для управления запасами.

## 1.3.3 Передача продукта

При покупке или продаже большого объема жидкостей данные системы коммерческого учета резервуаров необходимы для правильного составления счетов и исчисления налогов. Сертифицированная система учета в резервуарах может дать более точные данные для оценки передаваемого продукта по сравнению с ручными замера при передаче большого объема продукта, например с нефтеналивного судна в береговые резервуары. Наличие сертифицированной системы учета в резервуаре часто избавляет от необходимости ручного измерения.

При коммерческом учете необходимо руководствоваться международными и региональными стандартами и иными нормативными документами, принятыми в установленном порядке, в зависимости от применяемых средств измерений, методологии учета и типа продукта.

При передаче продукта требуется самая высокая точность системы учета в резервуаре. Стандарт R 85:2008 Международной организации законодательной метрологии (OIML) определяет требования для средств измерения в резервуарах, используемых при передаче продукта во владение.

## 1.3.4 Меры по снижению убытков и материально-сырьевой баланс

Потери на нефтеперерабатывающих заводах. Высокий уровень материально-сырьевого баланса на нефтеперерабатывающем заводе позволяет оценивать потери. Важно различать фактические потери и от потерь, вызванных ошибками измерений.

Потери нефтеперерабатывающего завода определяются по следующей формуле:

$$\text{Потери} = \text{вход} - \text{выход} - \text{текущие складские запасы} + \text{складские запасы предыдущего периода} - \text{топливо}$$

Для контроля убытков необходим наивысший уровень точности оценки складских запасов. Таким образом, качество и эффективность системы учета в резервуаре имеют первостепенную важность для снижения потерь и сведения материально-сырьевого баланса.

## 1.3.5 Защита от перелива

Перелив резервуара может иметь катастрофические последствия. Разлив жидкости способен привести к взрывам и пожару, который может перекинуться на соседние резервуары и близлежащую местность. Так как в резервуарах хранится огромный запас горючих веществ, пожар может привести к серьезнейшим последствиям.

Пожары, возникшие в результате перелива, уже принесли убытки на сумму более 1 миллиарда долларов США. По этой и многим другим причинам чрезвычайно важно предотвращать переливы резервуаров.

Разлив может произойти, если обслуживающий персонал не получает данные о ситуации в резервуарном парке. Это может случиться из-за скрытой неисправности компонентов учета в резервуаре. Сигнализатор аварийно высокого уровня может не сработать, если его техническому обслуживанию и тестированию не уделяется должное внимание.

Устройства учета обеспечивают базовый уровень контроля за технологическим процессом в резервуарном парке. Независимые индикаторы предельного уровня или сигнализаторы уровня образуют следующий уровень защиты. Незамеченная неисправность на этих двух уровнях защиты может стать причиной крупной аварии.

В связи с этим системы измерения уровня в резервуаре и системы оповещения о предельном уровне должны

# 1. Что такое учет в резервуарах?



Рис. 1.6. Авария в Пуэрто-Рико в 2009 году.

отвечать требованиям надежности, указанным в стандартах функциональной безопасности. Более подробно об этом говорится в главе 10.

## 1.3.6 Обнаружение утечек

Если система учета в резервуаре достаточно точна и стабильна, ее можно использовать для обнаружения утечек. При условии что резервуар неподвижен и закрыт, системе учета в резервуаре можно использовать для обнаружения незначительного движения жидкости. Рекомендуется производить обнаружение утечек на основе чистого стандартного объема, а не просто на основе показателя уровня. Наблюдая за чистым стандартным объемом, можно исключить смещения уровня, вызванные изменением температуры. Для успешного обнаружения утечек от системы измерения уровня требуется такая же точность, как и при передаче продукта.

## 1.3.7 Сверка объемов

Эксплуатация резервуарного парка требует тщательного учета операций и сверки объемов перемещенного продукта с данными складских запасов. Такой подсчет ведут все компании. Сверка объемов и отчеты об ошибках отвечают требованиям контроля и аудита. Система учета в резервуарах позволяет мгновенно получать данные и ответы, необходимые для точного ведения ежедневного учета и сверки.

Точность работы расходомеров можно оценивать, сравнивая данные о переданном продукте по показаниям счетчиков и по отчетам о партии продукта, полученным от системы учета в резервуарах.

## 1.3.8 Контроль плавающей крыши

Плавающие крыши могут создавать проблемы для эксплуатации и безопасности, вызванные серьезными механическими повреждениями, переливами и выпуском взрывоопасных паров углеводородов.

Содержимое резервуара также может загрязниться. Неисправность резервуара может быть обусловлена застреванием крыши вследствие повреждения или неправильного монтажа уплотнения обода. Протекание понтонов, переливы сильный ветер и недостаточно эффективное удаление воды во время сильного ливня или снегопада также могут оказать опасное воздействие на плавающую и положение крыши. Функция контроля плавающей крыши определяет, застряла ли крыша в резервуаре, затоплена ли она, наклонена, располагается выше или ниже обычного уровня, покрыта ли она водой или продуктом.

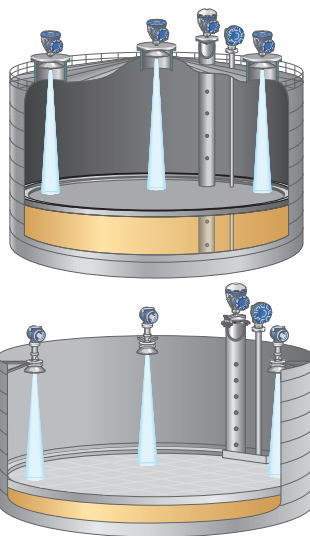


Рис. 1.7. На резервуаре или на наружной крыше размещается до шести бесконтактных уровнемеров. Наклон крыши определяется по сравнению измеренных расстояний каждым устройством до плавающей крыши.

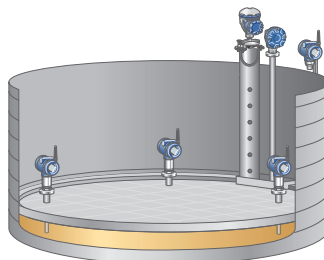


Рис. 1.8. Непосредственно на плавающую крышу можно установить до шести волноводных радарных уровнемеров с установкой жестких зондов через отверстия в крыше для прямого контакта с жидким продуктом. Наклон крыши определяется сравнением измеренных расстояний от плавающей крыши до поверхности продукта. Один-два дополнительных преобразователя также позволяют определить закупорку дренажного отверстия крыши или наличие углеводородов на крыше резервуара.



# 2

## Технологии учета в резервуарах

Тема	Стр.
2.1 Ручное измерение уровня	8
2.2 Поплавковые уровнемеры	9
2.3 Сервоуровнемеры	9
2.4 Радарные уровнемеры	10
2.5 Различные виды радарных уровнемеров	11
2.5.1 Технологические радарные уровнемеры	11
2.5.2 Радарный уровнемер для системы учета в резервуаре	11
2.6 Выбор частоты радара	13
2.7 Резервуары высокого давления	14

## 2. Технологии учета в резервуарах

В настоящее время помимо ручного способа измерения уровня существует множество автоматических уровнемеров. Большинство механических устройств соприкасаются с жидкостью. Современные электронные уровнемеры не касаются жидкости и не имеют подвижных частей.

### 2.1 Ручное измерение уровня

В большинстве атмосферных резервуаров можно измерять уровень вручную. Для этого используется специальная измерительная рулетка. Она обычно представляет собой ленту из нержавеющей стали с грузом на конце, градуированной в миллиметрах или долях дюйма. Рулетка используется для измерения незаполненного пространства или заполненного объема (уровня жидкости).

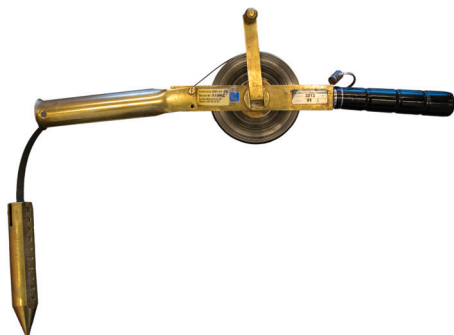


Рис. 2.1. Рулетка для ручного измерения уровня.



Рис. 2.2. Ручное измерение уровня с помощью рулетки.

Незаполненное пространство — это расстояние от контрольной точки резервуара до поверхности жидкости. Уровень в резервуаре рассчитывается путем вычитания измеренного незаполненного пространства из базовой высоты. Измерение незаполненного пространства часто производится для таких жидкостей, как мазут и сырая нефть.

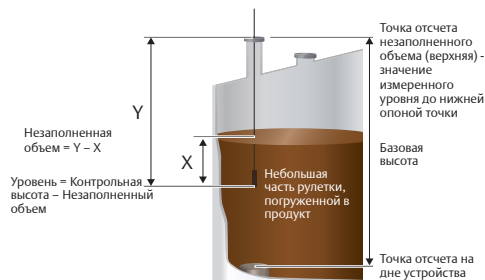


Рис. 2.3. Определение незаполненного объема при ручном измерении.

Прямое измерение заполненного пространства может производиться рулеткой вручную. Этот способ применяется для чистых жидкостей, так как лента погружается на полную глубину резервуара. При измерении уровня чистых продуктов с помощью рулетки используется индикаторная паста, которая делает срез поверхности хорошо заметным.

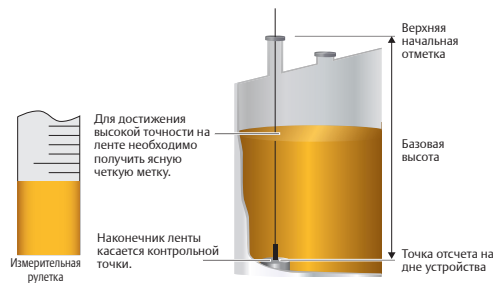


Рис. 2.4. Определение понятий для ручного измерения уровня.

Для правильного и точного ручного измерения уровня необходимо использовать высококачественную поверенную рулетку. Для измерения уровня в подогреваемых резервуарах, возможно, понадобится выполнить расчет температурного расширения ленты, чтобы добиться высокой точности измерения.

Процедура ручного измерения уровня описана в главе 3.1А Руководства по стандартам измерений в нефтяной промышленности, соответствующего стандартам Американского института нефти.

### 2.2 Поплавковые уровнемеры

Автоматические уровнемеры стали появляться в 1930-х годах. Одна из ранних конструкций уровнемера представляет собой поплавок. Эта конструкция включает большой поплавок, помещенный внутри резервуара и соединенный с металлической лентой. Лента соединяется с пружинным механизмом и механическим цифровым указателем, находящимся внизу резервуара, используя систему шкивов. Для поплавкового уровнемера не требуется энергозатрат. Механизм приводится в действие изменением уровня жидкости.

Для удаленного наблюдения поплавковый уровнемер может быть оборудован передатчиком, который отправляет данные об уровне в резервуаре в диспетчерскую по сигнальным кабелям.

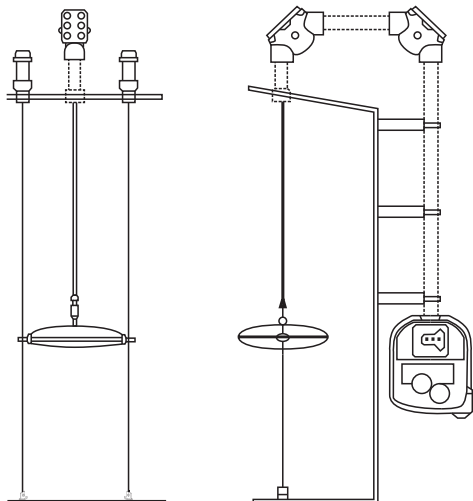


Рис. 2.5. Поплавковый уровнемер и измерительная рулетка получили распространение примерно в 1940 году.

Измерения поплавкового уровнемера, как правило, недостаточно точны. На них влияют многочисленные факторы ошибок, такие как разница в плавучести, диапазон нечувствительности, мертвый ход и гистерезис механизмов. Если с поплавком, лентой или линией передачи возникают неполадки, необходимо провести мероприятия по техобслуживанию внутри резервуара. До устранения неполадок нельзя производить измерения с помощью поплавкового уровнемера.

Поплавковый уровнемер — сравнительно простой прибор, но из-за множества движущихся частей ему требуются техобслуживание и ремонт в течение всего срока эксплуатации.

### 2.3 Сервоуровнемеры

В 1950-е годы развитие механики и электроники привело к созданию сервоуровнемера. В данном типе уровнемеров поплавки заменены небольшим буйком. Буйок обладает плавучестью, но не находится на поверхности жидкости. Буйок необходимо подвешивать на тонкую проволоку, которая подсоединяется к расположенному на крышке резервуара сервоуровнемеру. Взвешивающая система в сервоуровнемере чувствительна к напряжению в проволоке. Она подает сигнал из взвешивающего механизма в электромотор в сервоприводе, что приводит к перемещению буйка вслед за изменением уровня жидкости. Электронный преобразователь отправляет информации об уровне через полевую шину для вывода данных в диспетчерскую.

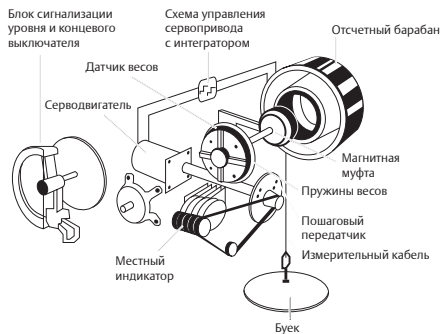


Рис. 2.6. Сервоуровнемер.

Чтобы не допустить дрейфа буйка в резервуаре, вместе с сервоуровнемером необходимо использовать успокоительную трубу. Это требуется и в резервуарах с неподвижной крышей.

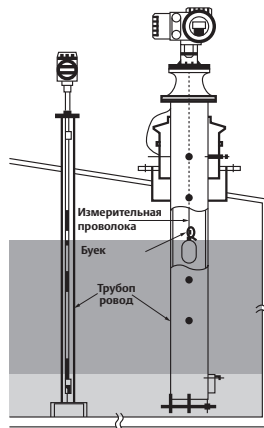


Рис. 2.7. Сервоуровнемер и датчик температуры внутри успокоительных труб.

Сервоуровнемер обычно точнее поплавкового уровнемера. Поверенный сервоуровнемер может отвечать требованиям точности для коммерческого учета. Однако сервоуровнемер имеет множество движущихся частей, боек и проволоку, которые соприкасаются с жидкостью внутри резервуара. В связи с этим для сервоуровнемера требуются калибровка, регулярное техобслуживание и ремонт.

### Сервоуровнемеры используются для измерения плотности жидкостей и уровня воды

Некоторые производители сервоуровнемеров заявляют, что устройство может быть использовано не только для измерения уровня. С его помощью можно измерять плотность жидкости и уровень подтоварной воды, но в обоих случаях измерение уровня затруднено, пока сервоуровнемер погружает боек в продукт. Изменяя натяжение проволоки, можно измерить плотность жидкости на различных уровнях резервуара. Когда проводится обнаружение воды, боек подгружается до достижения уровня подтоварной воды на дне резервуара. Обе операции способствуют накоплению грязи на проволоке, буйке и намоточном барабане, что через определенное время приведет к необходимости техобслуживания. Главным недостатком является невозможность измерения уровня во время погружения буйка. Стоит отметить, что измерение плотности с помощью сервоуровнемера не допускается ни одним техническим или измерительным стандартом.

В настоящее время происходит постепенная замена поплавковых уровнемеров и сервоуровнемеров современными радарными уровнемерами.

## 2.4 Радарные уровнемеры

Первые радарные уровнемеры были разработаны в середине 1970-х годов (вместо слова «радарный» также может применяться термин «микроволновой»). Самые ранние модели создавались для установки на морских танкерах. Радарная технология быстро получила популярность и с тех пор является практически единственной технологией измерения уровня, применяемой на крупных танкерах.

В начале 1980-х годов радарные уровнемеры были доработаны для использования в морских нефтяных терминалах. Радарная технология сразу завоевала нишу на рынке и сегодня является самой популярной технологией для любого проекта системы учета в резервуарах. С 1980-х годов появилось множество



Рис. 2.8. Измерение уровня с помощью радаров было внедрено для морских судов компанией Saab в 1976 году.

радарных уровнемеров для учета и других применений. Сегодня существует множество радарных приборов, которые успешно заменяют механические, ультразвуковые и емкостные датчики уровня благодаря своим очевидным преимуществам для пользователя.

У радарного уровнемера нет подвижных частей, и ему не требуется регулярное техобслуживание. Радарные уровнемеры не вступают в контакт с жидкостью. Поэтому радарные уровнемеры можно использовать для самых разных жидкостей — от сильно нагретого асфальта до криогенных сжиженных газов, таких как сжиженный природный газ (СПГ).

Качественный радарный уровнемер может точно измерять уровень на протяжении более тридцати лет.



Рис. 2.9. Первый высокоточный радарный уровнемер был установлен на резервуаре нефтеперерабатывающего завода в 1985 году.

При правильной конструкции радара не требуется его повторная калибровка после первичной настройки на резервуаре.

## 2.5 Виды радарных уровнемеров

На рынке представлено множество радарных уровнемеров. Некоторые из них предназначены для применения в технологических процессах, когда высокая точность и стабильность не являются



Рис. 2.10. Современный радарный уровнемер для резервуара с неподвижной крышей

главными требованиями. При этом на первый план выходят стоимость прибора и другие значимые для таких проектов факторы.

### 2.5.1 Технологические радарные уровнемеры

Технологические радарные уровнемеры производятся для разнообразного применения в промышленности. Высокое давление и высокая температура в сочетании с сильной тряской резервуара — условия, в которых часто приходится работать технологическому радарному уровнемеру. При этом высокая точность измерения не является приоритетной. Более актуальны другие свойства, такие как надежность и низкая потребность в техобслуживании и мелком ремонте. Импульсный радар является основной технологией в большинстве радиолокационных передатчиков, используемых на предприятиях. Он обеспечивает надежность измерений в суровых условиях при низких затратах и малом энергопотреблении. Технологические радарные уровнемеры, используемые на предприятиях, в основном представляют собой двухпроводные приборы, питаемые от шины 4–20 мА или от аккумулятора. Они относятся к типу с распространением волн в свободном пространстве или с передачей по волноводу. Радарные уровнемеры, распространяющие волны в свободном пространстве, имеют рупорную, линзовую или параболическую антенну. Волноводные радарные уровнемеры оборудованы цельной или гибкой антенной, выступающей в резервуар.

Имеется широкий выбор технологических радарных уровнемеров, применяемых на предприятиях. Производители обслуживают различные сегменты рынка, такие как химическая, нефтегазовая, пищевая промышленность, а также производство напитков.

В настоящее время импульсные радарные уровнемеры являются менее точными, чем уровнемеры с частотно-модулированным сигналом, используемые для учета в резервуарах.



Рис. 2.11. Технологические бесконтактный радарный уровнемер и волноводный радарный уровнемер.

### 2.5.2 Радарные уровнемеры для учета в резервуарах

С целью выполнения высоких требований по точности и стабильности при использовании уровнемеров для передачи продукта в радарных уровнемерах обычно используется метод непрерывного излучения с частотной модуляцией. Метод непрерывного излучения с частотной модуляцией иногда называют методом с «синтезированным импульсом».

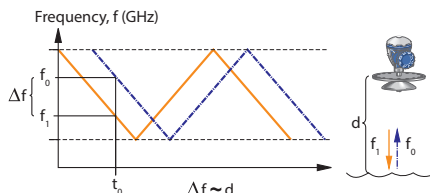


Рис. 2.12. Метод FMCW

Этот метод позволяет производить измерения с погрешностью менее миллиметра при измерении уровня в диапазоне до 50 м и выше.

С момента своего появления в 1970-х годах радарные уровнемеры, работающие на основе метода непрерывного излучения с частотной модуляцией, стремительно развивались. Появилось несколько поколений радарных уровнемеров. В последних разработках размеры приборов были уменьшены настолько, что теперь два радара могут размещаться в одном небольшом корпусе, обеспечивая беспрецедентную надежность и точность измерений. В то же время снизились требования к электропитанию, так что радарные уровнемеры могут стать полностью искробезопасными и работать от двухпроводной шины, обеспечивающей электропитание и связь.

## 2. Технологии учета в резервуарах

Метод непрерывного излучения с частотной модуляцией необходим для точной работы радарного уровнемера, но одного этого недостаточно. Точные радарные уровнемеры также должны иметь специальные антенны для обеспечения высокой точности и стабильности измерений, требуемых стандартами по коммерческому учету.

Одной из важных характеристик антенны является конструкция, обеспечивающая быстрое стекание конденсата. Таким образом, антенны, устанавливаемые внутри резервуара, должны иметь наклонные поверхности для предотвращения накопления конденсата.



Рис. 2.13. Конструкция антенны без горизонтальных поверхностей, выполненная в соответствии со стандартом Американского института нефти (глава 3.1В, первое издание)

Радарные уровнемеры используются в трех основных применениях таких как:

- установка на резервуаре с неподвижной крышей;
- установка в направляющей трубе в резервуаре с плавающей крышей;
- установка в резервуарах со сжиженным газом, криогенных или находящихся под давлением.

Радарный уровнемер должен выполнять измерения самой высокой точности при установке в имеющихся отверстиях резервуара. В резервуарах с неподвижной крышей подходящие для измерения уровня отверстия обычно находятся на крыше рядом со стенкой резервуара.



Рис. 2.14. Отверстия в неподвижной крыше резервуара.

Такое расположение является идеальным благодаря стабильности, обеспечиваемой стенкой резервуара, и минимальному изгибу крыши. Радарный уровнемер должен обеспечивать высочайшую точность измерения даже при расположении вблизи стенки резервуара. Антенны с узким микроволновым пучком лучей лучше всего подходят для установки на резервуарах вблизи стенки резервуара. Чем больше размер самой антенны тем уже микроволновый пучок.

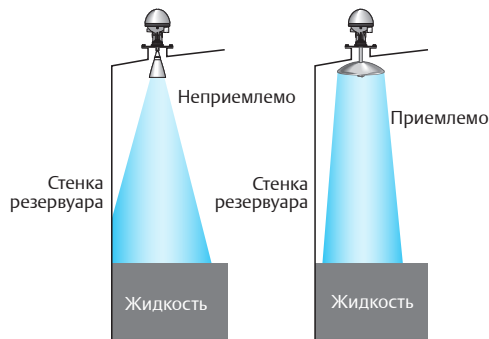


Рис. 2.15. Радарные уровнемеры с широким пучком (малая антенна) и узким пучком (большая антенна)

В резервуаре с плавающей крышей направляющая труба размещается там, где проводится измерение уровня, так как остальная поверхность жидкости покрыта плавающей крышей. Антенна радарного уровнемера для направляющих труб должна иметь конструкцию, подходящую для труб разных размеров и конфигураций. В направляющей трубе должны быть щели или отверстия, чтобы жидкости внутри и снаружи трубы хорошо перемешивались. При отсутствии которых высока вероятность того, что уровень внутри направляющей трубы будет отличаться от уровня остальной части резервуара. Если труба заполняется снизу, в ней будет собираться более тяжелый продукт. Щели или отверстия препятствуют этому.

Радарный уровнемер, применяемый в направляющих трубах, должен функционировать при больших щелях и отверстиях и обеспечивать высокую точность измерения. Он также должен выполнять измерения максимальной точности, даже если внутри трубы есть ржавчина и загрязнения.

Антенна для успокоительной трубы не должна препятствовать доступу к трубе для выполнения таких задач, как взятие пробы и ручное измерение.



Рис. 2.16. Режим малых потерь может использоваться для почти полного исключения деградации измерений в старых успокоительных трубах.

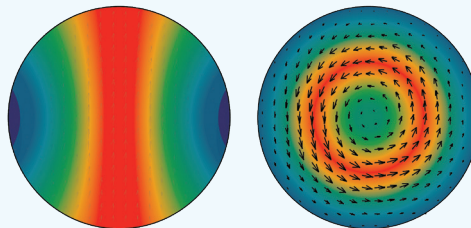


Рис. 2.17. Наглядное изображение режима малых потерь H01.

### Использование успокоительной трубы в качестве волновода

Цилиндрические волноводы, поддерживающие так называемый режим H01, обеспечивают уровень затухания всего в несколько децибел на километр. Такие трубообразные волноводы были протестированы в качестве телекоммуникационных каналов во многих странах. Этот же режим распространения H01 с низким уровнем потерь успешно используется в радарных уровнемерах в течение многих лет.

Успокоительные трубы в обычных резервуарах хранения имеют цилиндрическую форму, часто диаметром (от 125 до 300 мм [от 5 до 12 дюймов]). Эти трубы могут служить волноводами для радарных уровнемеров в частотном диапазоне 10–11 ГГц. Волновод с отверстиями и щелями в сочетании с грязью, накапливаемой между трубными секциями, будет способствовать потере сигнала, что препятствует использованию успокоительной трубы для измерения уровня в резервуаре. Но при использовании режима малых потерь H01 проблемы, связанные с щелями и отверстиями, практически отпадают. Доказано, что успокоительные трубы, которые применялись для сырой нефти в течение более 30 лет, служат идеальными волноводами для радарных уровнемеров если применять режим H01.



Рис. 2.18. Отверстие в успокоительной трубе для проведения ручных замеров.

## 2.6 Выбор радиочастоты

Для измерения уровня в резервуаре первостепенное значение имеют надежность и точность измерений. Чтобы соблюсти эти требования, важно выбрать оптимальную конструкцию антенны и правильную

радиочастоту. Использование успокоительных труб в качестве волноводов показывает, что оптимальными являются частоты X-диапазона. Резервуары с неподвижной крышей без успокоительных труб часто имеют отверстия диаметром от 200 до 600 мм (от 8 до 24 дюймов). Для использования в данных отверстиях подходят антенны, способные работать в условиях высокого уровня конденсата и накопления грязи. В таких условиях хорошо зарекомендовали себя рупорная, коническая и параболическая антенны. Важно, что они могут быть изготовлены с обтекаемой поверхностью. Такие антенны данного типоразмера труб отлично проявили себя при использовании на частотах 9–10 ГГц (частотный диапазон X).

Более высокие частоты используются в технологических радарных уровнемерах для антенн меньшего размера, расположенных в узких патрубках резервуара, используемых для измерения уровня. Однако антенны небольшого размера и более высокие частоты повышают чувствительность к конденсату и скоплению грязи.

### 2.7 Резервуары высокого давления

К антеннам, используемым для измерения уровня в резервуарах высокого давления, предъявляются особые требования.

- Конструкция антенны должна выдерживать давление в резервуаре.
- У нее должен быть запорный клапан для защиты, и она должна отвечать требованиям безопасности.
- Антенна должна обеспечивать компенсацию высокой плотности атмосферы ее влияние на скорость распространения микроволн.
- Должна быть возможность проверки работоспособности уровнемера во время обычной эксплуатации резервуара.

Есть решения, которые отвечают всем этим критериям. Более подробную информацию о радарных уровнемерах для резервуаров высокого давления см. в [главе 7](#).

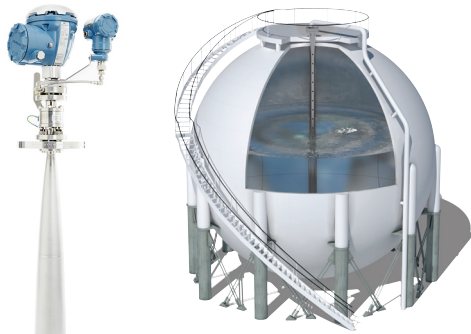


Рис. 2.19. Радарный уровнемер, способный работать в плотной атмосфере резервуара с СПГ.



# 3

## Технические стандарты и сертификаты

Тема	Стр.
3.1 Стандарты Американского института нефти (API) _____	17
3.1.1 Главы 3.1А и 3.1В _____	18
3.1.2 Глава 3.3. Измерение уровня в резервуарах высокого давления _____	20
3.1.3 Глава 3.6. Гибридная система учета _____	21
3.1.4 Глава 7. Определение температуры _____	22
3.2 Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO) _____	22
3.3 Международная организация законодательной метрологии (OIML) _____	23
3.4 Национальные метрологические институты _____	24
3.4.1 Нидерландский метрологический институт (Nederlands Meetinstituut, NMI) _____	24
3.4.2 Национальный метрологический институт (Германия) (Physikalisch-Technische Bundesanstalt, PTB) _____	25
3.4.3 Шведский технический исследовательский институт (SP) _____	25
3.4.4 Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии РОССТАНДАРТ _____	25
3.4.5 Другие национальные институты _____	25

# 3. Технические стандарты и сертификаты



Существует несколько международных стандартов по учету запасов в резервуарах. Эти стандарты служат руководством для пользователей и производителей систем учета в резервуарах. Члены рабочих групп, занимающиеся разработкой данных документов, как правило, являются опытными пользователями услуг нефтегазовой промышленности или производителями оборудования с обширными знаниями по учету в резервуарах. Важно, что в рабочих группах соблюдается баланс между пользователями и производителями, который позволяет сохранять объективность. Сегодня существует тенденция избегать, насколько это возможно, специальных стандартов и указывать требования к оборудованию для конкретного вида применения. Это позволяет использовать любую подходящую технологию, если можно доказать, что она соответствует требованиям.

Доказать соответствие стандарту не всегда легко, поскольку для этого нужен независимый орган, обладающий ресурсами и компетенцией для тестирования системы учета в резервуарах. Международная организация по стандартизации и Американский институт нефти отвечают за самые важные стандарты, связанные с системами учета в резервуарах, но у них нет собственной организации для проведения испытаний, кроме того, они организованы иначе, чем типичные испытательные институты.

Вместо них испытаниями должны заниматься национальные метрологические институты. Их опыт, навыки и наличие ресурсов зависят от того, как в их стране осуществляется передача продукта на основе систем учета в резервуарах. Таким образом, в каждой стране, где существуют юридические требования к оборудованию систем учета в резервуарах, должен быть

отдел метрологической организации, занимающийся юридическими аспектами оборудования систем учета. Обычно используется следующая схема работы.

1. Правительство отвечает за закон (о юридических требованиях к системе учета в резервуарах) и выдает аккредитацию национальному испытательному институту через уполномоченный орган.



2. Испытательный институт должен продемонстрировать уполномоченному органу, что он имеет навыки и компетенцию для проведения тестирования, а также должен определить процедуру тестирования.



3. После утверждения аккредитованным органом испытательный институт получает право проводить тестирования и составлять отчет о тестировании. Если отчет о тестировании соответствует юридическим требованиям передачи во владение, выдается разрешение.

К счастью, национальные институты, которые занимаются тестированием в разных странах, сотрудничают с Международной организацией законодательной метрологии. Эта организация определяет ряд методик испытаний. Существует особая процедура для оборудования систем учета в резервуарах под названием [R 85 \(Рекомендация 85\)](#).

Поскольку большинство стран, предъявляющих юридические требования при передаче продукта, являются членами Международной организации законодательной метрологии, процедуры тестирования для получения официальных разрешений практически одинаковы во всех странах-участницах этой организации и отвечают требованиям Рекомендации 85. Возможны незначительные расхождения в требованиях в разных странах, но в целом страна, состоящая в Международной организации законодательной метрологии, не может предъявлять требования, отличные от установленных Рекомендацией 85.

Для системы учета в резервуарах, прошедшей тестирование в институте, аккредитованном Международной организацией законодательной метрологии, и отвечающей Рекомендации 85 в одной стране, не потребуются такое же тестирование в другой стране. Но неверно считать, что в каждой новой стране такое разрешение будет получено автоматически, так как отчет о прохождении тестирования на соответствие Рекомендации 85 часто подвергается тщательному изучению на предмет соответствия Рекомендации 85.

### 3. Технические стандарты и сертификаты

Поскольку многие требования к уровнемерам, используемым для систем учета в резервуарах, указанные в Рекомендации 85 Международной организации законодательной метрологии, были приведены в соответствие с требованиями, установленными Международной организацией по стандартизации и Американским институтом нефти, в большинстве случаев это означает, что уровнемер, соответствующий Рекомендации 85 Международной организации законодательной метрологии, также отвечает требованиям Международной организации по стандартизации и Американского института нефти. Однако стоит отметить, что Рекомендация 85 Международной организации законодательной метрологии содержит положения, применимые лишь к тестированию функций уровнемеров. Измерение температуры или плотности продукта пока не охвачено требованиями Международной организации законодательной метрологии. См. [раздел 3.3](#).



Рис. 3.1. Направляющая труба резервуара с открытой плавающей крышей для хранения сырой нефти.

Необходимо остановиться еще на одном аспекте стандартизации. Если на НПЗ случается авария, например перелив резервуара (или в худшем случае пожар с пострадавшими), за ней, как правило, следует судебное разбирательство и (или) уголовное дело. В ходе судебного разбирательства тщательным образом будет изучена вся система измерения уровня. В этом случае очень важно ответить на вопрос о том, была ли установлена система измерения уровня и эксплуатировалась ли она в соответствии с передовым техническим опытом.

Если ответ отрицательный, а система измерения уровня находилась в плохом состоянии, владельцу завода, вероятно, придется выплатить крупный штраф, компенсировать огромные убытки или даже понести уголовное наказание. С другой стороны, если владелец подтвердит, что оборудование и системы отвечают

установленным стандартам, например стандартам Американского института нефти или Международной организации стандартизации, будет трудно доказать, что оборудование не соответствует «передовому техническому опыту». В частности, особенно важны положения глав 3.1А и 3.1В Руководства по стандартам измерений в нефтяной промышленности Американского института нефти, поскольку они содержат критерии, определяющие «передовой технический опыт».

#### Пример 3.1. Общепринятая инженерно-техническая практика

В главе 3.1А Руководства по стандартам измерений в нефтяной промышленности Американского института нефти даются рекомендации по конструкции резервуара с плавающей крышей, в частности по минимальному размеру отверстий для обеспечения надлежащего потока продукта снаружи внутрь трубы. Очевидно, если отверстия слишком маленькие (или отсутствуют), это может вызвать перелив, так как уровнемер, расположенный на успокоительной трубе, будет показывать слишком низкий уровень, а уровень за пределами трубы окажется выше. С другой стороны, пользователь не заинтересован в отверстиях слишком большой величины, потому что это увеличивает испарение продукта, что может противоречить экологическим нормам. Следуя рекомендациям главы 3.1А Руководства по стандартам измерений в нефтяной промышленности Американского института нефти, владелец выполняет рекомендации самых квалифицированных экспертов в нефтегазовой индустрии.

### 3.1 Стандарты Американского института нефти

Большинство работников нефтегазовой отрасли знакомы со стандартами Американского института нефти. Одним из главных достоинств стандартов Американского института нефти является то, что они основаны на ценном опыте и проблемах, постоянно встречающихся при использовании систем учета в резервуарах, и предлагают соответствующие решения. Они также объединяют ноу-хау из практических работ, проведенных исследовательскими отделами крупных нефтяных компаний. Непосредственно для систем учета в резервуарах в Руководстве по стандартам измерений в нефтяной промышленности приводится несколько стандартов Американского института нефти.

- **Глава 3.1А** Стандартная практика ручного измерения уровня нефти и нефтепродуктов
- **Глава 3.1В** Стандартная практика измерения уровня жидких углеводородов в стационарных

## Американский институт нефти (API)

Американский институт нефти был основан в Нью-Йорке в 1919 году на волне создания новой национальной ассоциации, которая представляла бы нефтегазовую индустрию в послевоенные годы.

Сегодня Американский институт нефти расположен в Вашингтоне и является крупнейшим отраслевым объединением нефтегазовой индустрии США. Он представляет примерно 650 нефтегазовых корпораций, занятых в том числе производством, переработкой и распределением нефти.

Главная задача Американского института нефти — представлять интересы нефтегазовой индустрии для оказания влияния на государственную политику. К его полномочиям относятся защита интересов, переговоры, лоббирование, исследование, обучение, а также сертификация стандартов индустрии.

резервуарах с помощью автоматической системы учета в резервуарах

- Глава 3.3 Стандартная практика измерения уровня жидких углеводородов в стационарных резервуарах высокого давления с помощью автоматической системы учета в резервуаре
- Глава 3.6 Измерение уровня жидких углеводородов с помощью гибридных систем измерения уровня в резервуаре
- Глава 7 Определение температуры
- Глава 7.3 Определение температуры. Фиксированные автоматические системы для измерения температуры в резервуаре
- Американский институт нефти 2350 Защита резервуаров хранения от перелива на нефтехранилищах

Эти стандарты кратко описаны ниже.

#### 3.1.1 Главы 3.1А и 3.1В

В главе 3.1А Руководства по стандартам измерений в нефтяной промышленности Американского института нефти говорится о том, как измерять уровень вручную в соответствии с передовым техническим опытом. Поскольку показатели ручного измерения уровня в резервуаре являются контрольными для измерений автоматических уровнемеров, правильное проведение ручного измерения имеет первостепенное значение. В главе 3.1А подробно рассказывается о том, как следует и как не следует проводить ручное измерение уровня. На первый

взгляд, эта процедура может показаться очень простой, но расхождения между показателями, полученными в результате ручного измерения, и данными уровнемера очень часто возникают из-за неточного ручного измерения. Причиной может стать использование непригодного оборудования, например неточной или некалиброванной рулетки, а также отсутствие поправки на температуру ленты, измерения на двигающейся или неустойчивой поверхности, небрежность при осуществлении ручного измерения и др.

Другой частой причиной несовпадения результатов измерений являются механические свойства и нестабильность резервуара. Влияние механической нестабильности можно объяснить следующим образом. Уровнемер измеряет расстояние от реперной точки до поверхности жидкости и вычисляет уровень, вычитая измеренное расстояние (незаполненное пространство) от контрольной высоты (расстояние между люком уровнемера до опорной плиты, см. [главу 2, рис. 2.1](#)).

Специалист, осуществляющий ручное измерение, измеряет расстояние от таблички на резервуаре до отметки, которую продукт оставляет на рулетке, то есть, если реперная или контрольная высота меняется из-за механических или температурных воздействий, будет расхождение в показателях. Насколько может измениться контрольная высота, зависит от типа и конструкции резервуара. В главе 3.1А (а также в главе 3.1В) Руководства по стандартам измерений в нефтяной промышленности Американского института нефти содержится ценная информация о том, как конструировать резервуары с минимальным отклонением контрольной высоты. Необходимо помнить следующие важные базовые положения.

### 3. Технические стандарты и сертификаты

#### Резервуар с направляющей трубой

- При наличии в резервуаре направляющей трубы важно, чтобы она правильно прикреплялась ко дну резервуара и управлялась только сверху. (См. рис. 3.2.)

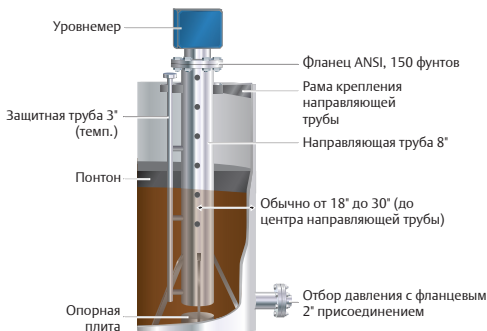


Рис. 3.2. Направляющая труба, присоединенная ко дну резервуара.

- При креплении к стенке вздутие стенки резервуара из-за сильного статического давления жидкости не должно вызывать вертикального сдвига успокоительной трубы. Это должна предотвратить шарнирная конструкция, показанная на рис. 3.3.

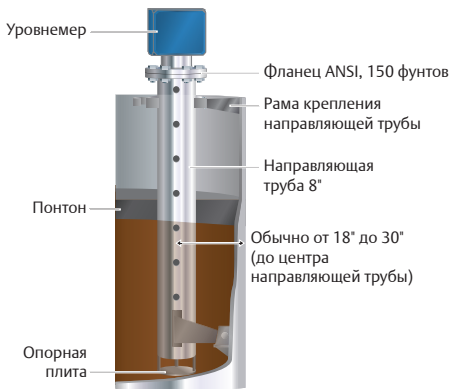


Рис. 3.3. Направляющая труба, присоединенная к стенке резервуара.

- Табличка на резервуаре (контрольная точка при ручном измерении) должна прикрепляться к успокоительной трубе, а не устанавливаться на дне резервуара, если только успокоительная труба не упирается в дно резервуара.

Резервуар с неподвижной крышей, успокоительная труба отсутствует

- Чтобы предотвратить смещение реперной точки уровнемера и люка уровнемера, уровнемер должен устанавливаться рядом с люком.
- Если уровнемер устанавливается на люке крыши, необходимо минимизировать выгибание крыши в месте расположения уровнемера. Лучше всего установить уровнемер как можно ближе к стенке резервуара, где крыша обладает наибольшей жесткостью. (Условие «как можно ближе» зависит от типа уровнемера, см. соответствующую информацию об установке уровнемера.)

В некоторых случаях изменение базовой высоты можно компенсировать установкой современного уровнемера. но только если такое изменение предсказуемо. Вздутие стенки резервуара лишь один из примеров, поскольку оно связано только со статическим давлением на стенку резервуара и потому предсказуемо. Если используется несколько отметок базовой высоты, можно запрограммировать уровнемер соответствующим образом и рассчитывать уровень с учетом отклонений контрольной высоты. Другим предсказуемым отклонением является влияние температуры на стенку резервуара или успокоительную трубу. Используя данные о температуре, полученные от многоточечного датчика температуры, уровнемер может учитывать расширение или сужение, вызванные изменениями температуры. Для резервуара с неподвижной крышей этот расчет компенсации зависит как от температуры окружающего воздуха, так и от температуры жидкости. В главе 3.1А указано, каким образом следует это учитывать.



Рис. 3.4. Люки обычно располагаются рядом со стеной резервуара, что обеспечивает механическую стабильность.

В главе 3.1А отсутствует более подробное описание того, как нужно использовать рулетку для измерения уровня и как делать поправки. Некоторые пользователи вместо уровня измеряют незаполненное пространство (расстояние от точки на люке, используемого для погружения, до поверхности жидкости). Это часто делается в случаях с тяжелыми продуктами, чтобы не допустить загрязнения продуктом всей ленты. Ручное измерение полного резервуара с битумом в холодную зимнюю погоду путем погружения ленты на всю длину до достижения дна делает ее непригодной для дальнейшего использования.

При проведении ручного измерения в подогреваемых резервуарах очень важно делать поправку на температуру ленты. Пример.

- Рулетка обычно имеет коэффициент расширения  $12 \text{ ppm}/^{\circ}\text{C}$  и калибруется при температуре  $20^{\circ}\text{C}$ .
- В резервуаре с битумом при температуре  $220^{\circ}\text{C}$  и расстоянии 20 м лента будет на  $(220 - 20) \times 12 \times 10^{-6} \times 20\,000 = 48 \text{ мм}$  длиннее.
- Следовательно, лента покажет ошибку в 48 мм при расстоянии 20 м.

Очевидно, что в приведенном случае необходимо делать поправку с учетом температуры. То же относится и к подогреваемым резервуарам при меньших температурах: например, к резервуарам с мазутом и т. д., для которых также необходимо применять поправку на температуру, чтобы выполнять измерения с точностью до нескольких миллиметров.

Другой способ ручного измерения заключается в прикреплении металлического стержня к рукоятке рулетки, установке рулетки путем закрепления стержня в люке для проведения измерений и погружении в жидкость лишь нижней части рулетки. После вычета значения на отметке рулетки из значения в месте крепления стержня можно получить очень точное значение измерения. С помощью этого метода измеряется незаполненное пространство, и изменения контрольной высоты не повлияют на значение, кроме случаев изменения исходного положения уровнемера по отношению к положению люка для измерений.

В главе 3.1А (а также в главе 3.1В) Руководства по стандартам измерений в нефтяной промышленности Американского института нефти настоятельно рекомендуется производить измерение контрольной высоты одновременно с проведением ручного измерения уровня. Этот очевидный метод сразу покажет, вызвано ли расхождение в показаниях уровнемером или механической нестабильностью резервуара.

В главе 3.1В Руководства по стандартам измерений в нефтяной промышленности Американского института нефти делается упор на автоматическое оборудование системы учета в резервуарах. В главе не указываются конкретные технологии, но четко говорится, что лишь немногие технологии соответствуют требованиям для передачи продукта и обеспечивают измерения с точностью до 1 мм (0,04 дюйма) в лабораторных условиях в диапазоне рабочих температур.

В главе 3.1В также говорится о строгих требованиях к точности измерения при использовании системы измерения уровня только в целях инвентаризации. Требуемый уровень точности составляет всего 25 мм (1 дюйм). Скорее всего, пользователь не купит систему измерения уровня с такой низкой точностью, поэтому можно предположить, что этот показатель установлен для того, чтобы старые системы «отвечали» критериям «переходово технического опыта» в юридических спорах и чтобы не потребовалась их незамедлительная замена более современным оборудованием.

Системы измерения уровня используются не только для эксплуатации, передачи продукта и инвентаризации, но и для ведения материально-сырьевого баланса, осуществления мер по снижению потерь и в некоторых случаях для оповещения об утечке. В главе 3.1В не рассматриваются требования к системе для таких целей, но можно заметить, что пользователи предъявляют к современным системам измерения уровня требования, аналогичные требованиям для коммерческого учета продукта. Сложность заключается в том, что требования к материально-сырьевому балансу и мерам по снижению потерь основываются на точности оценки материальных запасов, и точность измерений в этих случаях является единственным важным параметром.

#### 3.1.2 Глава 3.3. Измерения уровня в резервуарах высокого давления

Стандарты, приведенные в главе 3.3, относятся к измерению уровня в резервуарах высокого давления. В ней рассказано о специальных мерах безопасности, связанных с работой с резервуарами высокого давления с СНГ, и о том, как наилучшим образом установить оборудование измерения уровня.

Особенности резервуара высокого давления не позволяют производить исходное измерение вручную. В соответствии со стандартом описаны некоторые непрямые способы контрольного измерения: с помощью указателя уровня с сервоприводом и с использованием радарного уровнемера. Это означает, что для данных

резервуаров указаны конкретные технологические решения. Оба описанных способа проведения контрольного измерения можно оспорить с метрологической точки зрения, так как не полностью выполняется требование прослеживаемости в соответствии с национальным стандартом. Но для данного применения не существует лучшего метода проверки, а метрологические органы в общем случае принимают такие ограничения при измерении исходного уровня.



Рис. 3.5. В резервуарах высокого давления выполнение ручного измерения уровня невозможно, что приводит к конкретным требованиям использовать сервоуровнемеры и радарные уровнемеры.

Так как СПГ обычно имеет меньшую экономическую ценность, чем очищенные нефтепродукты, пользователи предъявляют в этом случае менее строгие требования. Часто точность, достигаемая измерением массового расхода, считается достаточной. Юридические сделки по отгрузке продукции, основанной на СПГ, проводятся не так часто.

Большая часть главы 3.3 посвящена требованиям к погрешности для получения безопасных и точных измерений в резервуарах с СПГ. Погрешность измерений при этом основана на метрологической неопределенности при проведении контрольного измерения, в качестве которого в этом случае нельзя использовать ручное измерение. Несмотря на это, в главе 3.3 содержится ценная информация о лучших способах установки и запуска системы измерения уровня для СПГ.

#### 3.1.3 Глава 3.6. Гибридная система

Термин «гибридная система» обусловлен тем, что такая система представляет собой сочетание традиционной системы учета в резервуарах и гидростатической системы измерения уровня. Существует два основных случая, в которых используется гибридная система. При этом пользователь заинтересован в измерении массы или плотности (или обоих параметров).

Большинство пользователей гибридных систем в нефтегазовой индустрии заинтересованы в онлайн-измерении плотности, так как для расчета переданного объема (стандартного объема) требуется измерение уровня, температуры и плотности. Гибридная система позволяет избежать ручного замера плотности в резервуарах, что является трудоемкой задачей и часто связано с серьезными ошибками при неправильном проведении измерения. Чтобы рассчитать плотность, гибридной системе требуется один датчик давления, если резервуар находится под атмосферным давлением, и два датчика давления, если отсутствует система свободной вентиляции резервуара.

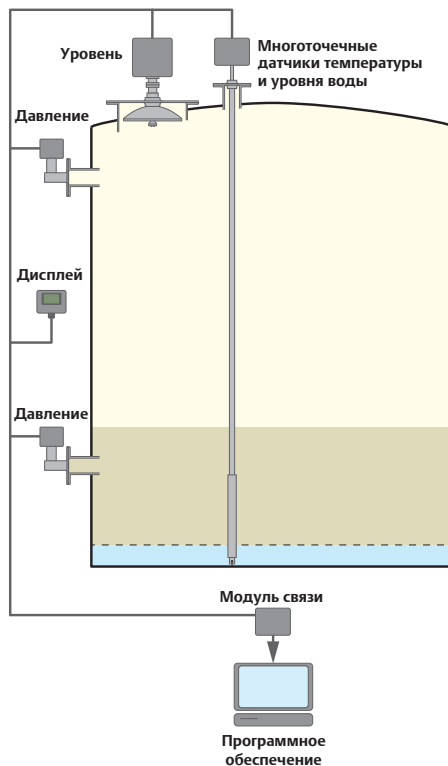


Рис. 3.6. Гибридная система сочетает традиционную систему учета в резервуарах и гидростатическую систему измерения уровня.

В традиционной гидростатической системе измерения уровня используется дополнительный датчик давления и отсутствует уровнемер. В гидростатической системе измерения уровня плотность продукта измеряется только на основе показаний датчиков P1 и P2. Плотность в месте установки датчиков не является плотностью продукта во всем резервуаре, поэтому полученное значение обычно не используется при коммерческих операциях.

В гибридной системе плотность рассчитывается на основе высоты столба жидкости над датчиком P1, которая измеряется уровнемером. В этом случае можно получить намного более точный показатель плотности всего продукта.

Так как торговля большей частью нефтепродуктов осуществляется на основе стандартного объема, а не массы, то гибридная система практически не используется в мире для измерения массы. Однако есть некоторые исключения, например Китай, Россия в которых в течение многих лет используют при передаче продукта его массу. Изредка при хранении особой нефтехимической продукции для расчета также используется масса.

Уникальность главы 3.6 состоит в том, что она не только содержит информацию о наилучших способах установки гибридной системы, но и показывает ожидаемый уровень точности при измерении плотности и массы. Все расчеты, связанные с гибридной системой и ожидаемым уровнем точности, будут рассмотрены в главе 8.

#### 3.1.4 Глава 7. Определение температуры

Глава 7 Руководства по стандартам измерений в нефтяной промышленности Американского института нефти сейчас пересматривается в связи с предложением разбить ее на четыре подглавы, посвященные различным способам измерения. В первой редакции главы 7 рассматривались различные способы измерения, что вносило некоторую путаницу, и новый подход должен устранить этот недостаток.

К настоящему моменту готова лишь часть 7.3. Она посвящена измерению температуры в резервуарах в целях учета складских запасов и передачи продукта. В разделе 7.3 содержится много различных инструкций по установке оборудования, количеству датчиков, необходимых при передаче продукта, и точности, требуемой от различных температурных датчиков, электронного пересчета единиц измерения и т. д.

Уровень точности современных уровнемеров очень высок, и во многих случаях точность измерения температуры становится главным показателем для

достижения высокой точности расчета объема товара. О важности измерения температуры более подробно говорится в главе 6.

#### 3.2 Стандарты ISO

Международная организация по стандартизации разработала несколько стандартов для измерения уровня жидкости в резервуаре. В прошлом эти стандарты значительно отличались от стандартов Американского института нефти, но в последние 15 лет велась работа по согласованию стандартов этих двух организаций.

Это привело к сходимости в содержании стандартов. В результате было принято решение об усилении прямого сотрудничества между Американским институтом нефти и Международной организацией по стандартизации с целью уменьшения затрат на разработку стандартов.

Сегодня Международная организация по стандартизации не выпускает новых стандартов в области учета запасов в резервуаре. В то же время Международная организация по стандартизации принимает активное участие в деятельности Американского института нефти по пересмотру старых стандартов и разработке новых. Работа над некоторыми стандартами Американского института нефти еще не завершена (например, не завершены подглавы в главе 7), поэтому некоторые стандарты Международной организации по стандартизации еще действуют.

В данном руководстве стандарты Международной организации по стандартизации не будут рассматриваться подробно, но в приведенном ниже списке перечисляются те из них, которые имеют отношение к системе учета в резервуарах.

- ISO 4266-1:2002. Нефть и жидкие нефтепродукты: измерение уровня и температуры в резервуарах при помощи автоматических систем. Часть 1. Измерение уровня в резервуарах под атмосферным давлением
- ISO 4266-2:2002. Нефть и жидкие нефтепродукты: измерение уровня и температуры в резервуарах при помощи автоматических систем. Часть 2. Измерение уровня на морских судах
- ISO 4266-3:2002. Нефть и жидкие нефтепродукты: измерение уровня и температуры в резервуарах при помощи автоматических систем. Часть 3. Измерение уровня в резервуарах высокого давления (неохлаждаемых)



- **ISO 4266-4:2002.** Нефть и жидкие нефтепродукты: измерение уровня и температуры в резервуарах при помощи автоматических систем. Часть 4. Измерение температуры в резервуарах под атмосферным давлением
- **ISO 4266-5:2002.** Нефть и жидкие нефтепродукты: измерение уровня и температуры в резервуарах при помощи автоматических систем. Часть 5. Измерение температуры на морских судах
- **ISO 4266-6:2002.** Нефть и жидкие нефтепродукты: измерение уровня и температуры в нефтехранилищах при помощи автоматических систем. Часть 6. Измерение температуры в резервуарах высокого давления (неохлаждаемых)
- **ISO 15169:2003.** Нефть и жидкие нефтепродукты: определение объема, плотности и массы углеводородов в вертикальных цилиндрических резервуарах при помощи гибридной системы измерения

### 3.3 Международная организация законодательной метрологии (OIML)

Самым важным документом, выпущенным Международной организацией законодательной метрологии по вопросу измерения уровня, является Рекомендация 85. В документе приводятся требования к уровнемеру, который используется при коммерческих операциях: каким образом должно проводиться его тестирование для утверждения типа, какие действия следует совершить для установки уровнемера на резервуар. Там также описывается процедура проверки исправности уровнемера.

При коммерческих операциях к уровнемеру предъявляются довольно высокие требования. На сегодняшний день число уровнемеров, отвечающих таким требованиям, невелико. Причиной предъявления строгих требований является то, что уровнемер выступает «третьей стороной» для покупателя и продавца большого объема жидких нефтепродуктов с высокой экономической ценностью. В такой сделке измерительное устройство является нейтральным «участником». В повседневной жизни мы тоже часто сталкиваемся с аналогичными сделками. Среди примеров, когда мы признаем результат как данность — показание весов или бензонасоса. В этих случаях мы не сомневаемся в результатах, если известно, что приборы одобрены метрологической службой.

Результат измерения с помощью уровнемера часто используется для определения налога на импорт, в связи с этим правительства заинтересованы в максимальной точности измерений.

В Рекомендации 85 Международной организации законодательной метрологии указываются следующие требования для утверждения типа. Максимально допустимая погрешность не должна превышать  $\pm 1$  мм (0,04 дюйма) в пределах рабочего диапазона. Данное требование должно выполняться в диапазоне рабочей температуры, что является самым сложным условием, предполагающим температурную стабильность механических и электронных компонентов. Максимально допустимая погрешность при установке не должна превышать  $\pm 4$  мм (0,16 дюйма). Сюда входят не только ошибки уровнемера, но и ошибки, вызванные механикой резервуара, температурным расширением резервуара и т. д.

## Международная организация законодательной метрологии (OIML)

Международная организация законодательной метрологии — межправительственная организация, основанная в 1955 году и расположенная в Париже. Она выступает за глобальное согласование метрологических процедур, на которых основана и развивается международная торговля. Согласование правовых основ метрологии обеспечивает соответствие сертификатов измерительных устройств одной страны сертификатам другой.

Эта организация разработала рекомендации, которые позволяют ее участникам разрабатывать соответствующее законодательство и составлять свои рекомендации по метрологической сертификации. Организация тесно сотрудничает с другими международными организациями с целью обеспечения совместимости сертификатов. У Международной организации законодательной метрологии нет полномочий налагать обязательства по исполнению решений на своих участников, но ее рекомендации часто включаются в законы, действующие внутри стран.

### 3. Технические стандарты и сертификаты

Процедура тестирования уровнемера на соответствие Рекомендации 85 также включает несколько испытаний, связанных с факторами влияния, такими как электромагнитная совместимость, кратковременные перебои питания, стабильность линий связи, возможность метрологической герметизации и т. д. Однако недостаточно просто пройти тестирование утверждения типа, так как уровнемер также должен соответствовать требованиям к точности установки, то есть вся механическая конструкция, устанавливаемая на резервуаре, должна быть исправна. За выполнение последнего требования обычно отвечает владелец резервуара, но на практике производитель уровнемера часто оказывается вовлеченным в решение этой задачи и дает владельцу резервуара советы и рекомендации.

На сегодняшний день Международная организация законодательной метрологии не выпустила рекомендаций об измерении температуры и плотности для юридически значимого учета запасов в резервуаре. В настоящее время основными документами в этой сфере являются соответствующие стандарты Международной организации стандартизации и Американского института нефти. Требования к общей точности объема не определены в рекомендациях Международной организации законодательной метрологии, хотя идея создать рабочую группу по данному вопросу обсуждалась.

#### 3.4 Национальные метрологические институты

Как говорилось выше, ни Международная организация стандартизации, ни Американский институт нефти организационно не являются испытательными лабораториями, поэтому не имеют возможности тестировать систему учета в резервуарах на соответствие требованиям стандарта. Так как в большинстве стандартов процедура тестирования не описана подробно, определением процедуры занимается испытательный институт, который часто является единственным экспертом в данной области. Международная организация законодательной метрологии разработала Рекомендацию 85 в качестве подробного руководства для проведения тестирования, и ожидается, что все институты будут придерживаться данной процедуры. Это большой шаг вперед по сравнению с ситуацией двадцатилетней давности, когда каждая страна использовала собственную процедуру тестирования, что увеличивало стоимость тестируемого оборудования в каждой стране и уменьшало число доступных моделей уровнемеров.

Сегодня процедура получения разрешения намного проще.

1. Используйте отчет о тестировании, составленный институтом, аккредитованным Международной организацией законодательной метрологии, для тестирования на основе Рекомендации 85. В отчете должно быть указано, что требования Рекомендации 85 выполняются.



2. Отправьте отчет в национальный испытательный институт, получивший одобрение.



3. У испытательного института, получившего одобрение, могут возникнуть замечания или вопросы. В связи с этим, возможно, потребуется составить сертификационную табличку на языке страны применения и т. д.



4. После выполнения указанных шагов можно получить официальное разрешение.

Предполагается, что страна принимает Рекомендацию 85 Международной организации законодательной метрологии за основу для национальных требований. Еще не все страны являются участницами Международной организации законодательной метрологии, но очень редки случаи отказа от соблюдения Рекомендации 85 Международной организации законодательной метрологии или предъявления требований, которые противоречат Рекомендации 85.

Некоторые страны — участницы Международной организации законодательной метрологии получили разрешение на проведение тестирования уровнемеров в соответствии с Рекомендацией 85. Основные институты перечислены ниже.

##### 3.4.1 Нидерландский метрологический институт (Nederlands Meetinstituut, NMI)

NMI обладает большим опытом тестирования систем измерения уровня для передачи продукта, особенно уровнемеров с сервоприводом. Сотрудники института возглавляли секретариат по Рекомендации 85 в течение многих лет, и в Нидерландах есть многолетний опыт использования уровнемеров, одобренных метрологической службой.

### 3.4.2 Национальный метрологический институт (Германия) (Physikalisch-Technische Bundesanstalt, PTB)

У Германии также есть длительный опыт использования систем измерения уровня под юридическим контролем метрологической службы. Утверждением оборудования занимается PTB. Некогда в прошлом в Германии были свои требования к системам измерения уровня, но теперь страна приняла Рекомендацию 85 в качестве национальных правил. Также в Германии на протяжении многих лет остаются свои национальные требования к системам измерения температуры в составе системы учета в резервуарах. Как ни странно, особые требования сохранились только в этой стране, несмотря на то что температура — это важный параметр при оценке переданного объема продукта. См. главу 6 и [пример 6.1](#) о влиянии температуры на оценку объема и массы.

### 3.4.3 Шведский технический исследовательский институт (SP)

SP получил аккредитацию на проведение тестирования систем измерения уровня в соответствии с Рекомендацией 85 Международной организации законодательной метрологии. Институт очень хорошо зарекомендовал себя при тестировании передовых систем радарных уровнемеров и использует современное оборудование для тестирования данной технологии. Общая погрешность используемого институтом оборудования для тестирования составляет менее 0,17 мм (0,0067 дюйма) для расстояния более 30 м (98 футов).

### 3.4.4 Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии РОССТАНДАРТ

Нормативная база, регламентирующая вопросы метрологического обеспечения измерений и учета количества нефти и нефтепродуктов включает в себя перечень национальных правил и стандартов: Федеральные законы «Об энергосбережении» и «Об обеспечении единства средств измерений», а также ряд Государственных стандартов, рекомендаций по метрологии и ведомственных инструкций.

ГОСТ 8.587-2019 «Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений» распространяется на методики, основанные на:

- прямых методах динамических и статических измерений

- косвенных методах динамических и статических измерений
- косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе.

### 3.4.5 Другие национальные институты

*Федеральное ведомство по метрологии и геодезии (Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen, BEV) (Австрия)* возглавляло секретариат по Рекомендации 85 в течение нескольких лет и проводил тестирование оборудования на соответствие требованиям Рекомендации 85 Международной организации законодательной метрологии.

*Национальный институт стандартов и технологий (NIST) (США)* недавно возглавил секретариат по Рекомендации 85. Передача продукта во владение при юридическом контроле со стороны метрологической службы в настоящее время активно не практикуется в США, но в стране достаточно ноу-хау в связи с работой Американского института нефти и многих крупных нефтяных компаний. Тот факт, что указанные выше институты являются экспертами в области метрологии, но часто не имеют достаточно информации о практике применения систем учета в резервуарах, служил поводом для критики таких документов, как Рекомендация 85. Возможно, в качестве председателя Национальному институту стандартов и технологий (с привлечением Американского института нефти) удастся решить данный вопрос.



# 4

## Оценка массы и объема

Тема	Стр.
4.1	Оценка объема _____ 28
4.1.1	Общий фактический объем (TOV) _____ 28
4.1.2	Валовый наблюдаемый объем (GOV) _____ 29
4.1.3	Общий стандартный объем (GSV) _____ 29
4.1.4	Чистый стандартный объем (NSV) _____ 31
4.2	Оценка массы _____ 31
4.3	Оценка качества сжиженных нефтяных газов _____ 31

## 4. Оценка массы и объема

Данные измерений, полученные системой учета в резервуарах, играют важную роль в эксплуатации нефтеперерабатывающих заводов и терминалов. В зависимости от вида операции выполняются различные вычисления, которые в большой степени стандартизированы в этой индустрии.

### 4.1 Оценка объема

Центральное место занимает расчет объема. Схема этой процедуры показана ниже на рис. 4.1. Более подробная схема показана на [рис. 4.4](#).

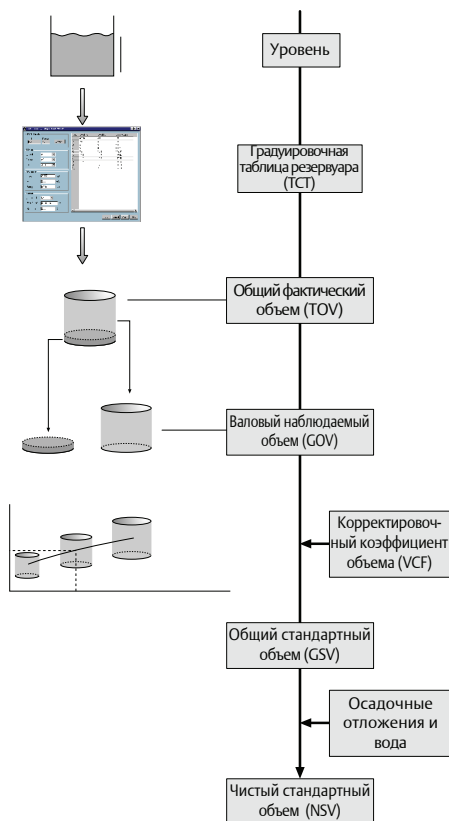


Рис. 4.1. Блок-схема расчета объема.

#### 4.1.1 Общий фактический объем (TOV)

Значение измерений, полученное от уровнемера, является значением, рассчитанным уровнемером. При расчете значения могут применяться поправки к значению базовой высоты вследствие ошибок, возникающих как из-за статического механического воздействия, так и из-за температурного расширения или сужения. Значение с учетом поправок вносится в таблицу емкости резервуара, также называемую градуировочной таблицей резервуара. В ней значение уровня преобразуется в значение объема, обычно называемое общим фактическим объемом. Так как градуировочная таблица резервуара действительна для определенной температуры, необходимо также внести поправки на расширение или сужение стенок резервуара под влиянием температуры продукта и окружающего воздуха. В соответствии с рекомендациями Американского института нефти температура стенки резервуара без теплоизоляции должна рассчитываться следующим образом.

$$T_{\text{стенки резервуара}} = \frac{7}{8} T_{\text{продукта}} + \frac{1}{8} T_{\text{окружающей среды}}$$

Для измерения температуры окружающего воздуха для резервуара может потребоваться дорогостоящая метеорологическая станция. Поэтому во многих случаях это значение вводится как постоянная величина, так как оно не сильно влияет на конечный результат. Однако температурный эффект от жидкости может значительно повлиять на градуировочную таблицу резервуара, особенно для подогреваемых продуктов или если окружающая температура воздуха резервуара значительно отличается от температуры калибровки таблицы емкости резервуара.

Поправка для градуировочной таблицы резервуара в связи с температурой на поверхности цилиндрического резервуара из углеродистой стали будет рассчитываться следующим образом.

$$\text{Объем TCT с поправкой} = \text{Объем TCT} \times (1 + \Delta T \times 0.000022)$$

$$\text{где } \Delta T = T_{\text{температура калибровки TCT}}$$

$$- T_{\text{стенки резервуара}}$$

В некоторых градуировочных таблицах резервуара указывается, что необходимо применять поправку на плотность, то есть таблица емкости резервуара будет действительна только при определенной плотности

## 4. Оценка объема и массы

УБРАТЬ - ИЗБЫТОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ  
РЕЗЕРВУАР ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СНГ №: 10

НОЯБРЯ 1994 Г.

Уровень [мм]	Объем [литры]	Увелич. [л/мм]	Уровень [мм]	Объем [литры]	Увелич. [л/мм]	Уровень [мм]	Объем [литры]	Увелич. [л/мм]
			100	12,062	81,8	200	19,811	87,2
			110	12,813	75,1	210	20,705	89,4
			120	13,488	67,4	220	21,619	91,4
30	7,374	45,0	130	14,190	70,3	230	22,554	93,5
40	7,873	49,9	140	14,920	73,0	240	23,508	95,4
			150	15,675	75,5	250	24,482	97,4
50	8,438	56,5	160	16,456	78,0	260	25,474	99,2
60	9,063	62,5	170	17,260	80,5	270	26,409	93,5
70	9,741	67,8	180	18,088	82,8	280	27,360	95,1
80	10,470	72,8	190	18,939	85,0	290	28,328	96,8
90	11,244	77,5						

Рис. 4.2. Пример таблицы емкости резервуара.

продукта. При ином значении плотности значения в таблице емкости резервуара будут меняться в зависимости от уровня механического воздействия. Сегодня редко можно увидеть такую поправку, но в случае необходимости современная система учета в резервуарах позволит провести такой расчет.

Другая необходимая поправка касается резервуаров с плавающей крышей с успокоительными трубами. В резервуаре с плавающей крышей крыша займет определенный объем продукта, который соответственно должен быть вычтен из значения, обозначенного в таблице емкости резервуара. Эта поправка зависит от веса крышки и плотности продукта. Наблюдаемая плотность продукта — это реальная плотность продукта при температуре внесения поправки.

### 4.1.2 Валовый наблюдаемый объем (GOV)

Следующим шагом при вычислении является валовый наблюдаемый объем, который получается при вычитании объема подтоварной воды на дне резервуара. Уровень подтоварной воды измеряется или при ручном измерении уровня, или автоматически с помощью измерительного зонда, подсоединенного к системе измерения уровня. Значение, полученное зондом или при ручном измерении, вносится в таблицу емкости резервуара, и уровень подтоварной воды вычитается из общего фактического объема.

### 4.1.3 Общий стандартный объем (GSV)

Физический объем всех жидких углеводородов изменяется в зависимости от температуры. Указание объема без указания температуры не имеет смысла. В нефтегазовой промышленности обычно принимается стандартное значение температуры, равное 15 °C, или 60 °F. Шкала Цельсия распространена в Европе, Азии, Австралии и Южной Америке. Шкала Фаренгейта

используется в Северной Америке, а также на Ближнем Востоке для обозначения температуры сырой нефти. Преобразование наблюдаемого объема в объем при стандартной температуре производится с помощью таблиц пересчета Американского института нефти, в которых указывается коэффициент пересчета.

Так как жидкие углеводороды, используемые в нефтегазовой промышленности, состоят из сотен жидких компонентов, сложно и непрактично определять объемное расширение такого продукта, как сырая нефть или бензин, на основе индивидуальных показателей объемного расширения жидких компонентов, входящих в его состав. Вместо этого принято использовать упрощенный подход. Он основан на корреляции между объемным расширением и плотностью. Вместо вычисления показателей для каждого компонента, входящего в состав углеводородов, учитывается только плотность продукта. На основе плотности рассчитывается объемное расширение, связанное с температурой. Этот метод не обеспечивает абсолютную точность, но, если все стороны в нефтегазовом бизнесе используют один и тот же метод и рассчитывают цену на продукт исходя из такой оценки, можно говорить что такая точность является приемлемой.

Такова суть таблиц Американского института нефти, которые впервые были изданы в 1952 году. В первом издании не делалось различий между нефтепродуктами: сырой нефтью, бензином, керосином и мазутом. В 1980 году было выпущено новое издание, которое разграничило сырую нефть и очищенные нефтепродукты. В свою очередь, очищенные нефтепродукты были разделены на четыре подгруппы в зависимости от плотности. Таблицы, изданные в 1952 году, появились в печатном варианте, и алгоритмы расчетов не приводились. Эти первые таблицы даже содержали опечатки, и исправления в них вносили вручную вплоть до печати. Сегодня такие таблицы было бы сложно использовать для расчетов на компьютере.

## 4. Оценка объема и массы

В 1980 году был представлен новый алгоритм, который можно было эффективно реализовать на компьютере, но в итоге у таблиц появились ограничения точности. Ограничения были следствием того, что печатные таблицы выпускались в качестве справочного материала для пользователя, который затем вводил значения, округленные до значений в таблице. Эти таблицы можно ввести в компьютер, если программное обеспечение округляет вводимые величины до тех же значений, что и в печатной таблице.

С распространением компьютеров, которые упрощали вычисления, и появлением новых измерительных технологий, которые по точности превосходили таблицы 1980 года, появилось предложение оставить лишь те таблицы, которые основывались только на алгоритмах и не округляли измеряемые величины. Такие таблицы были опубликованы в 2004 году и часто называются «таблицами 2000». В них используются те же алгоритмы, что и в таблицах 1980 года, но не требуется округление вводимых величин. По сравнению с таблицами 1980 года они дают другие, более точные результаты с использованием усовершенствованных измерительных приборов.

Сегодня, исходя из разных задач, все еще используются все вышеперечисленные таблицы. Некоторые пользователи в качестве стандарта используют таблицы 1952 года, так как страны-экспортеры нефти получают некоторую выгоду от их применения. Многие пользуются таблицами 1980 года — часто потому, что еще не обновили программное обеспечение, чтобы пользоваться таблицами 2004 года. Покупатели новых систем учета в резервуарах часто запрашивают новые таблицы 2004 года. Поставщик оборудования системы учета запасов в резервуарах должен быть готов использовать и новые, и старые таблицы Американского института нефти в программном обеспечении расчета уровня в резервуаре, хотя со старыми таблицами 1952 года не очень неудобно работать.

Процесс перехода от использования одного издания таблиц к другому сложнее, чем может показаться на первый взгляд. Для нефтеперерабатывающего завода это может означать значительное изменение в учете стоимости продуктов, что может вызвать определенные сложности для бухгалтерского учета. Может потребоваться пересмотреть все договоры передачи и цены для внешних заказчиков, чтобы привести их в соответствие с новым изданием.

Входные величины в таблицах Американского института нефти — это средняя температура продукта и плотность или коэффициент объемного расширения. Значение плотности, используемое в таблицах Американского института нефти, должно

быть равно плотности при той же температуре, которая является исходной для фактической таблицы. Например, значение плотности в таблице 54 должно соответствовать плотности при 15 °C. На практике это достигается взятием ручной пробы продукта в резервуаре. Эти пробы затем исследуются в лаборатории в помощью стеклянного ареометра или электронного измерителя плотности. Измеряется также температура продукта, и соответствующее значение плотности называется «фактической плотностью» (плотностью при фактической температуре при измерении). Чтобы использовать это значение в таблице Американского института нефти, оно должно быть преобразовано в удельную плотность (с использованием температуры, указанной в таблице). Это можно сделать с помощью другой таблицы Американского института нефти, которая связана с таблицей объема. Иными словами, при использовании таблицы 54А нужно использовать таблицу 53А для преобразования фактической плотности в удельную. То же касается таблиц 6А, В и С, соответствующих таблицам 5А, В и С, в которых дается значение плотности для таблиц под номером 6. Современные системы измерения уровня в резервуаре обычно сами выполняют эти вычисления, и пользователю нужно просто ввести значение фактической плотности и температуру пробы, а система учета в резервуарах вычислит значение удельной плотности, необходимой для расчета корректировочного коэффициента объема.

Так как в мире используются различные технические единицы, есть таблицы, основанные на шкале Цельсия и плотности, шкале Фаренгейта и плотности Американского института нефти, шкале Цельсия и удельном весе. Таблицы называются следующим образом.

- Таблица 6А, сырая нефть. Преобразование на основе 60 °F и плотности.
- Таблица 6В, очищенные продукты. Преобразование на основе 60 °F и плотности.
- Таблица 6С, особые продукты. Преобразование на основе 60 °F и коэффициента теплового расширения.
- Таблица 54А, сырая нефть. Преобразование на основе 15 °C и плотности (при 15 °C в вакууме).
- Таблица 54В, очищенные продукты. Преобразование на основе 15 °C и плотности (при 15 °C в вакууме).
- Таблица 54С, особые продукты. Преобразование на основе 15 °C и коэффициента теплового расширения.



Полученная выше величина из таблиц Американского института нефти называется корректировочным коэффициентом объема.

Таким образом, общий стандартный объем равен:

$$GSV = GOV \times VCF$$

Необходимо отметить, что упомянутые выше таблицы с индексом «С» могут быть использованы для специальных продуктов, для которых неизвестен коэффициент теплового расширения. Чаще всего это относится к случаям наличия только одного или нескольких углеводородных компонентов. Таблицы Американского института нефти, основанные на удельном весе и поправке температуры до 20 °С, также используются в некоторых странах Южной Америки.

### 4.1.4 Чистый стандартный объем (NSV)

Чистый стандартный объем (NSV) равен стандартному общему объему (GSV), за исключением случаев наличия твердого отстоя и воды (BS&W) в продукте. Это чаще всего случается с сырой нефтью. Измерения производятся в лаборатории в процентах. Таким образом, NSV равен:

$$NSV = GSV - \text{Примеси (осадок/вода)} \times GSV$$

### 4.2 Оценка массы

Значения стандартных объемов необходимы для проведения некоторых операций в нефтегазовой индустрии и нефтехранилищах, таких как передача продукта, управление запасами и др. Продажа нефти в большинстве случаев осуществляется исходя из чистого стандартного объема, но есть исключения, когда сделки основываются на оценке массы. Например, в Китае и России практикуется передача продукта на основе оценки массы. При продаже очищенных продуктов с помощью весов-платформ было бы разумно продавать продукт исходя из его массы. СПГ — это еще один продукт, который часто продается исходя из массы, с использованием массового расходомера для проведения измерений.

Но чаще всего оценка массы производится для контроля потерь. Предположим, на нефтеперерабатывающем заводе необходимо оценить эффективность использования или потери, возникающие в ходе эксплуатации. В этом случае нельзя ориентироваться на объем. Если измерять поступающий продукт на основе объема, сравнивать

его объем с объемом выпускаемого продукта нельзя, потому что химические процессы изменяют физический состав сырой нефти. Теоретически может получиться, что объем выпускаемого продукта будет больше объема поступающего продукта.

С массой дело обстоит иначе. Масса поступающего продукта будет равна массе выпускаемого продукта при отсутствии потерь и добавлении другой массы в процессе производства. Таким образом, контроль потерь основывается на массе, а не на объеме.

Необходимо подробнее рассмотреть термин «масса», так как по определению это вес в вакууме (WiV). На практике данная единица редко используется. Чаще встречается вес в воздухе (WiA). Вес в воздухе рассчитывается вычитанием веса 1 куб. м воздуха из веса в вакууме. Вес 1 куб. м воздуха обычно равен 1,22 кг. Это значение используется в вычислениях. Оператору должна быть предоставлена возможность программировать данное значение, так как в зависимости от страны оно может незначительно меняться.

### 4.3 Оценка качества сжиженных нефтяных газов

Как говорилось в главе 3, передача СНГ, как правило, выполняется на основе массы, измеряемой с помощью массового расходомера. Нередко оценка качества выполняется и на основании значения объема, особенно для управления запасами, но в редких случаях и для передачи продукта. Однако расчет объема СНГ представляется проблематичным, так как расчет корректировочного коэффициента объема не предусмотрен таблицами Американского института нефти. Причина в том, что диапазон плотности для продуктов СНГ ниже диапазона, предусмотренного современными таблицами Американского института нефти. Это касается таблиц, выпущенных начиная с 1980 года, но самые старые таблицы 1952 года содержат диапазон плотности, который можно использовать для продуктов СНГ. Опрос пользователей показал, что таблицы 1952 года используются довольно часто, хотя в настоящее время они доступны только в печатной форме (нет определенного алгоритма обработки данных) и содержат опечатки. Конечно, эту ситуацию нельзя назвать идеальной, но, так как других таблиц Американского института нефти нет, на сегодняшний день этот способ является единственным.

Для продуктов СНГ требуются специальные вычисления, так как в резервуарах со сжиженными газами значительное количество продукта может находиться в газообразном состоянии. Чтобы рассчитать общий объем продукта, система учета в резервуаре должна точно определять объем и

## 4. Оценка объема и массы

массу продукта, находящегося как в жидком, так и в газообразном состоянии. При этом необходимо вычислить соотношение между паром и жидкостью (VLVR), а для этого нужно измерить давление пара в резервуаре. Поэтому к уровнемеру, используемому для СНГ, должен прикрепляться датчик давления (часто интегрированный) для измерения VLVR.

Метод измерения VLVR был опубликован в предварительном стандарте Международной организации по стандартизации, который не получил статус окончательного стандарта. Но так как вычисление основано на понятиях общей физики, метод получил одобрение в отрасли как стандартный метод расчета VLVR.

Система управления запасами, описанная выше, может автоматически оценивать общий объем

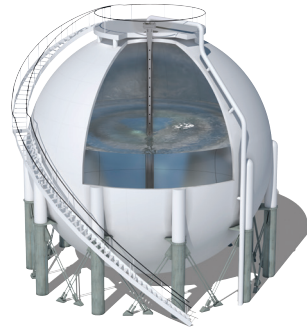


Рис. 4.3. Резервуар высокого давления с продуктом, находящимся как в жидком, так и газообразном состоянии.

на основе уровня жидкости в резервуаре, таблиц объема, свойств продукта и измерения давления.

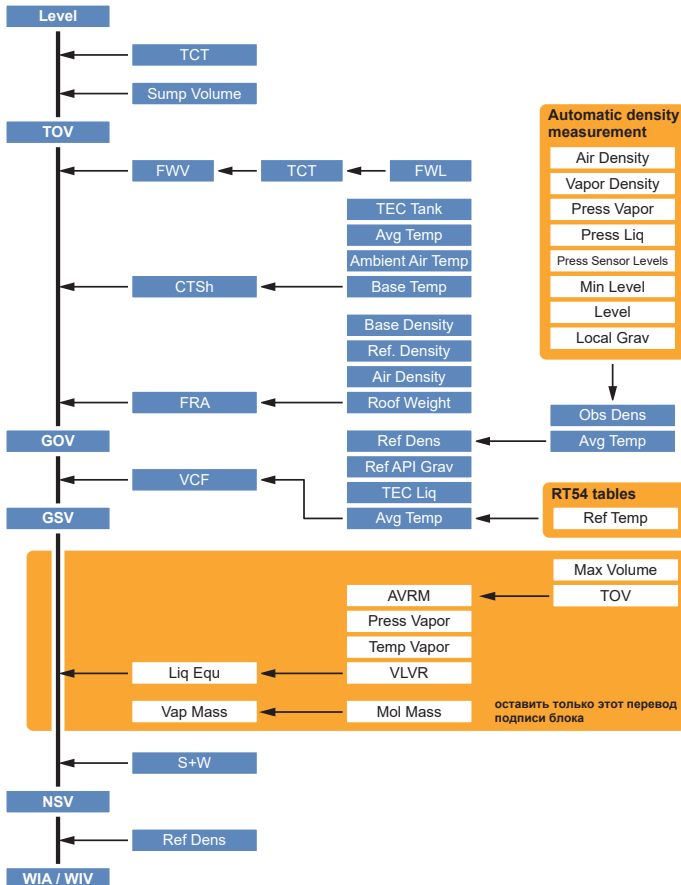


Рис. 4.4. Подробная блок-схема расчета объема.

# 5

## Погрешность измерений

Тема	Стр.
5.1 Погрешности систем учета в резервуарах _____	35
5.2 Сравнение автоматической системы учета в резервуарах и расходомера _____	37
5.3 Сравнение технологического уровнемера и уровнемера для системы учета в резервуарах _____	38
5.3.1 Архитектура системы _____	38
5.3.2 Заявленная точность _____	38
5.3.3 Предполагаемый срок службы _____	39
5.3.4 Установка _____	39
5.3.5 Установка на успокоительной трубе _____	40

## 5. Погрешность измерений

Понятие точности используется производителями уровнемеров в большинстве документов. Определение точности несколько размыто, если только производитель не раскрывает подробно это понятие. Следует отметить, что в более конкретных документах, например Рекомендации 85 Международной организации законодательной метрологии, это слово не используется и понятию не дается определения. Клиенты могут задаться вопросом: справедлива ли заявленная величина точности при установке на резервуар? Принимаются ли во внимание все параметры (температура, давление, электромагнитная совместимость, износ и т. д.), которые могут повлиять на эксплуатацию уровнемера? Означает ли это число, что ни один из уровнемеров не допустит в работе ошибку, большую заявленной точности?

Скорее всего, есть историческое объяснение тому, почему используется слово «точность». Можно также предположить, что это выгодно некоторым производителям, так как этот термин можно определить по-разному. Возвращаясь к вопросам, заданным выше, стоит задуматься о следующем.

### Справедливо ли заявленное значение точности при установке на резервуар?

Добросовестный поставщик систем учета в резервуарах четко укажет, что цифра относится к так называемым *нормальным условиям*, и будет готов объяснить покупателю, что входит в понятие «нормальные условия». Другими словами, пользователь должен получить от поставщика документ, в котором указываются условия, на основе которых была установлена заявленная точность. Следует учесть диапазон измерений и диапазон температур, рассчитывать погрешность измерений эталонной системы измерений и т. д.

Ответственный поставщик не гарантирует погрешность монтажа, так как она зависит от навыков работников, проводящих ручной замер, влияния всех условий в резервуаре, а также механической прочности и способа установки каждого резервуара. Невозможно учесть все эти факторы, не вдаваясь в серьезные исследования, на которые в большинстве случаев попросту нет ни времени, ни средств. К поставщику, который дает такого рода гарантии,

не имея представления о работе с резервуарами, следует относиться настороженно.

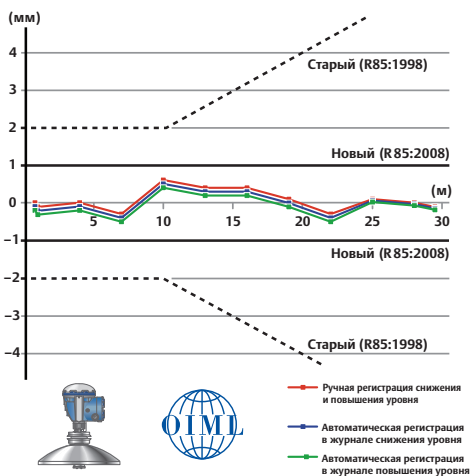


Рис. 5.1. На графике показаны требования точности OIML для высококачественных уровнемеров радарного типа.

Зачастую, приобретая систему учета в резервуарах, конечный пользователь знает, для чего она будет применяться. Допустим, система будет использоваться для коммерческого учета откаченного продукта. Это означает, что система должна отвечать не только требованиям точности при *нормальных условиях*, но и требованиям к системе, установленной в резервуаре. Пользователю может понадобиться рассчитать затраты на доработку резервуара для соблюдения требований к установочной точности. Ему может потребоваться квалифицированная помощь производителя. Поставщик системы учета в резервуарах должен иметь опыт установки для более 100 000 резервуаров, а также отчетность и репутацию, в которой может удостовериться покупатель. Для этого полезно ознакомиться с отзывами других покупателей, которые испытали данные системы учета в различных условиях.

### Справедливо ли заявленное значение точности при всех видах воздействий (температура, давление, электромагнитная совместимость, износ и т. д.), которые могут возникнуть при работе уровнемера?

Системы учета, которые обычно работают хорошо, но начинают давать сбои, если кто-то пользуется рацией или при изменении температуры окружающей среды, едва ли подойдут. Есть простой способ проверить пригодность системы для работы в заданных условиях: наличие сертификата Международной организации законодательной метрологии OIML R 85. Следует также убедиться, что система отвечает требованиям последнего издания стандарта R 85 2008 года. Надежный поставщик также должен быть готов предоставить заказчику отчет об испытаниях системы на соответствие стандарту R 85, Соответствие стандартам OIML R 85 2008 года — лучшая гарантия надежности системы (за исключением разве что проблем, связанных с износом).

Надежность системы учета в резервуарах крайне важна, так как срок службы системы может составлять от 15 до 20 лет, а то и больше. Условия на перерабатывающем заводе или в резервуарном терминале обычно суровые, с высоким содержанием в воздухе солей и серы, а также с воздействием растворителей, разъедающих резину и пластмассу, и УФ-излучения, пагубно влияющего на краску и пластмассы. Наличие хороших отзывов о выбранной системе — залог правильного выбора.

Поскольку срок службы системы учета в расходомерах велик, также важна доступность запасных частей. Следует избегать использования запчастей сторонних производителей, так как это может отрицательно сказаться на работе системы. Поставщик также должен указывать срок службы запчастей.

**Означает ли наличие класса точности, что для все уровнемеры будут показывать меньшую точность чем заявлено?**

Класс точности может также означать общую погрешность, когда значение может иметь некоторое статистическое распределение (например, нормальное), когда некоторые установки находятся внутри диапазона распределений но вне этого диапазона распределение может быть иным. В таком случае можно говорить о *погрешности*, а не о точности, что является более верным определением статистического метода оценки показателя системы. Применяя статистический метод оценки работы системы, важно задать доверительный интервал значения, то есть сигму ( $\sigma$ ). Обычно используется значение 2 или 3 сигмы.

Производители, проверяющие каждый уровнемер перед отправкой, могут утверждать, что значение точности соответствует максимальному отклонению, которое установка покажет при окончательном

испытании. Такая величина является критерием утверждения на производстве. Стандарт OIML R 85 2008 года устанавливает следующие требования для юридической передачи продукта. Максимальная допустимая ошибка (MPE) должна составлять  $\pm 1$  мм (0,04 дюйма). Если проверять каждую поставленную установку на соответствие данному критерию, то значение точности означает, что все установки окажутся внутри приведенного показателя.

При определении значения точности также важно использовать погрешность контрольной системы измерений. Правило метрологии гласит, что контрольное измерение должно иметь погрешность в три и более раз меньшую, чем измеряемая величина. Таким образом, при проверке заявленной точности в 0,5 мм (0,02 дюйма) потребуются контрольная погрешность в пределах 0,17 мм (0,0067 дюйма), что предъявляет высокие требования к контрольной системе измерений и может потребовать дорогостоящего оборудования с измерительными лазерами и др.

### 5.1 Погрешности систем учета в резервуарах

Далее показано, каких погрешностей можно добиться в системах учета в резервуарах.

Современный радарный уровнемер может иметь погрешность (точность при нормальных условиях) до  $\pm 0,5$  мм (0,02 дюйма), а внутри температурного диапазона (от  $-40$  до  $85$  °C) максимальная погрешность может достигать  $\pm 1$  мм (0,04 дюйма). Установочная погрешность в резервуаре может быть оценена в следующих пределах:

*Погрешность уровня (установочная) = 2 мм.*

Это предполагает использование для передачи продукта высококачественного уровнемера с проверенными рабочими характеристиками. Способ установки имеет большое значение: уровнемер должен быть прочно закреплен на наиболее механически прочном участке резервуара. Обычно уровнемер устанавливается на успокоительной трубе, которая прикреплена либо к дну резервуара, либо в нижнем углу между стенкой резервуара и его дном. Подробнее об установке см. в [главе 3.1B](#). Для достижения установочной точности в 2 мм могут потребоваться некоторые поправки, например поправки на температурное удлинение успокоительной трубы и др. На уровнемерах данного типа поправки такого рода должны быть возможны.

Затруднительным может оказаться проверка такой погрешности вручную. Только очень опытный

## 5. Точность и погрешность измерений

работник способен вручную оценить погрешность в 1 мм (0,02 дюйма) и меньше, однако некоторые метрологические ведомства утверждают, что это возможно. Конечно, это непростая задача, так как такое можно сделать только в строго контролируемых условиях.

На формирование погрешности уровня влияет тот факт, что учет откачанного продукта является измерением разности уровней до откачки и после нее. Таким образом, некоторые погрешности можно будет устранить при помощи цилиндрического резервуара: например, погрешность смещения будет одинаковой до и после откачки и будет оказывать ничтожное (или незначительное) влияние на измерение откачанного объема.

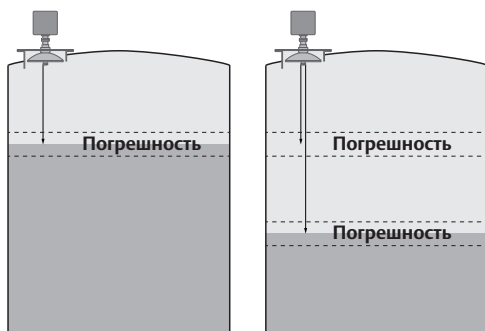


Рис. 5.2. Погрешность при измерении откачанного продукта может быть снижена при учете погрешности смещения.

Погрешность средней температуры продукта: 0,3 °C

В большинстве случаев, чтобы добиться установочной точности в 0,3 °C, необходимо использовать многоточечный термопреобразователь сопротивления (RTD) с датчиками на различных уровнях продукта. Надежный термопреобразователь преобразует сопротивление в цифровое значение, при этом электроника должна давать максимальную точность при фактических внешних температурных условиях.

Плотность при 15 °C (кг/м <sup>3</sup> )	739,0	739,4	741,3	742,0	742,8	745,0	745,8	746,5	746,9	747,2
Погрешность (% показаний)	-0,80	-0,75	-0,50	-0,40	-0,30	0,00	0,10	0,20	0,25	0,30
VCF Вычислено	0,9938	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9940

Таблица 5.1. Колебания плотности незначительно влияют на коэффициент объема.

Погрешность при измерении плотностей: 0,5–1,5 кг/м<sup>3</sup>

Значения точности при ручном определении плотности обычно находятся в пределах 0,5 кг/м<sup>3</sup>. Действительная точность при лабораторных измерениях выше, однако из-за обращения с пробой на крыше резервуара и возможной неоднородности имеющегося продукта могут возникнуть дополнительные сложности.

В случае с автоматическими измерениями с помощью гибридной системы (см. главу 8) точность определяется в первую очередь точностью датчика давления. Точность также будет колебаться в зависимости от уровня жидкости в резервуаре, то есть при низком уровне точность будет снижаться, так как погрешность смещения преобразователя давления будет влиять на показания в большей степени, чем при высоких уровнях в резервуаре. Обычные значения точности, достигаемые при использовании стандартных преобразователей давления, составляют 1,5 кг/м<sup>3</sup> при уровне жидкости в 3 м (точность возрастает с повышением уровня).

Основное воздействие плотности на вычисления проявляется при использовании таблиц API для вычисления корректировочного коэффициента объема (VCF) и стандартного объема. Однако таблицы API нечувствительны к изменениям плотности. Для большинства таблиц API плотность может изменяться приблизительно на 7 кг/м<sup>3</sup> без видимых изменений в последнем десятичном знаке коэффициента VCF. В таблице 5.1 показан пример, где плотность колеблется от 739,4 до 746,9 кг/м<sup>3</sup>, не влияя на значение VCF.

Погрешность в таблице емкости резервуара: 0,01–0,10 %

Точность в таблице емкости резервуара (ТСТ) меняется в зависимости от использованного метода калибровки, а также интервала времени после проведения последней калибровки. Устаревшие методы калибровки дают точность в 0,10 % в таблице ТСТ, в то время как современные методы калибровки с применением оптико-электронных дальномеров (EODR) имеют показатели в 0,01–0,02 %.

Тот факт, что учет при передаче продукта является измерением разности, также влияет на погрешность в таблице ТСТ, а некоторые факторы погрешностей в определенной мере устраняются. При малых объемах откачки такой эффект устранения наиболее ощутим и погрешность может быть ниже указанной выше. Также погрешность смещения из-за сложностей с вычислением объема на дне будет иметь ничтожное (или незначительное) влияние на измерение откачанного объема, так как донный участок резервуара все равно не будет осушаться.

Что же будут представлять собой погрешности при использовании стандартизированных объемов и масс? Чтобы ответить на этот вопрос, необходимо принять в расчет все вышеуказанные погрешности. Такая работа обсуждается уже на протяжении нескольких лет в рамках OMIL R85, однако ни рабочей комиссии, ни рабочего документа пока создано не было. Обсуждавшаяся величина погрешности для учета откачки продукта составляла 0,5 % по массе, такую же величину используют некоторые метрологические ведомства в наши дни для учета передачи продукта по массе. Будущее покажет, какие требования будут установлены для новых стандартов.

### 5.2 Сравнение автоматической системы учета в резервуарах и расходомера

Поставщиков систем учета в резервуарах часто спрашивают о том, какова точность системы учета при передаче продукта по сравнению с расходомером. Ответ может быть следующим: это зависит от объема передачи. Однако один существенный факт отмечен ниже на рис. 5.3.

На рис. 5.3 показано, что автоматическая система учета в резервуарах (АТГ) превосходит расходомер при работе с большими объемами передачи, в то время как расходомер лучше справляется с малыми объемами. Координаты точки пересечения двух кривых зависят от типа резервуара, также может иметь значение форма резервуара. Существует,

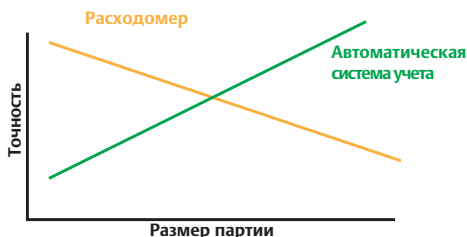


Рис. 5.3. При измерении больших объемов автоматические системы учета в резервуарах работают лучше, чем расходомеры, и наоборот.

однако, множество факторов, которые также оказывают влияние на работу системы. Коротко можно утверждать следующее.

Системы АТГ могут работать неточно в следующих случаях:

- малые объемы откачки;
  - старая или плохо градуированная таблица емкости резервуара;
  - деформированные или механически непрочные резервуары.
- Простые расходомеры могут работать неточно в следующих случаях:
- большие объемы откачки;
  - содержание в продукте абразивных материалов, песка и пр., что может повредить механические части;
  - вязкий продукт (битум, смазочное масло, парафинистая нефть);
  - нехватка надлежащих калибровочных лабораторий.

Обратите особое внимание на последний пункт. Калибровка систем АТГ обычно проста и малозатратна по сравнению с механическими расходомерами, для которых требуется сложное и дорогое оборудование.

Также следует отметить, что автоматические системы учета обычно используются и для выполнения таких задач, как:

- оперативное управление;
- учет складских запасов;
- ведение материально-сырьевого баланса и осуществление мер по уменьшению потерь;
- независимый уровень защиты от перелива и утечек.

Если согласиться, что для вышеуказанных целей всегда должна быть установлена автоматическая система учета в резервуарах, то следует также рассчитать дополнительные затраты на использование системы учета для передачи продукта. Цены на системы учета для передачи продукта несколько выше цен на обычные системы. Однако срок службы систем обычно чрезвычайно

долг и в среднем составляет 15–20 лет. При таком временном промежутке дополнительные затраты на более качественное оборудование ничтожны. Кроме того, поверка системы (последующая сертификация) независимой организацией после ее установки на резервуар ограничивается несколькими часами в год. Таким образом, суммарные итоговые дополнительные затраты на автоматическую систему учета, сертифицированную для передачи продукта, можно считать низкими.

Следует также учитывать состояние таблицы емкости резервуара. Желательно рассмотреть вопрос о повторном тарировании резервуара в соответствии с современными методами, особенно если в последний раз оно проводилось достаточно давно. Стоимость повторного тарирования может оказаться не такой большой по сравнению с ценой ошибочного измерения объема резервуара и объема продукта при каждом заполнении или осушении резервуара.

Многие предприятия используют для откачки как автоматические системы учета в резервуарах, так и расходомеры. На таких предприятиях всегда можно сверить работу двух систем и установить причину расхождений.

### 5.3 Сравнение технологического уровнемера и уровнемера для системы учета в резервуарах

Низкая стоимость радарных технологических уровнемеров может привлечь пользователя, который захочет установить их в системы учета в резервуарах (см. главу 2). Здесь стоит учитывать ряд важных факторов, описанных далее.

#### 5.3.1 Архитектура системы

Большинство технологических уровнемеров предназначены для предоставления данных распределенным системам управления (PCY), а функции, используемые в автоматических системах учета, отсутствуют. Такими функциями могут быть измерение средней температуры через встроенный датчик, учитывающий уровень в резервуаре, алгоритмы поправок на расширение стенок резервуара, температурные поправки для таблицы емкости резервуара и т. д. Кроме того, большинство технологических уровнемеров используют токовую петлю 4–20 мА с разрешающей способностью, слишком малой для уровнемера системы учета, и установке также может не хватать возможностей для эффективной передачи данных через цифровую шину. Некоторые системы учета в резервуарах могут подключаться к имеющимся кабелям старых механических уровнемеров и часто работать параллельно с ними, имитируя их работу. Для сложных вычислений объема и массы требуется поддержка ПО, которой обычно нет на стандартных системах ПЛК или PCY.

#### 5.3.2 Заявленная точность

Технологические уровнемеры зачастую приспособлены к работе в суровых условиях, таких как турбулентные жидкости, пенные жидкости, высокие давления и температуры. В таких случаях точность не главное. Несмотря на это, можно увидеть заявленную точность технологического уровнемера «до 3 мм при нормальных условиях». Такая точность может сохраняться при нормальных условиях, однако при работе на резервуаре необходимо учитывать влияние температуры на точность. Обычно возникает очень большая разница по сравнению с

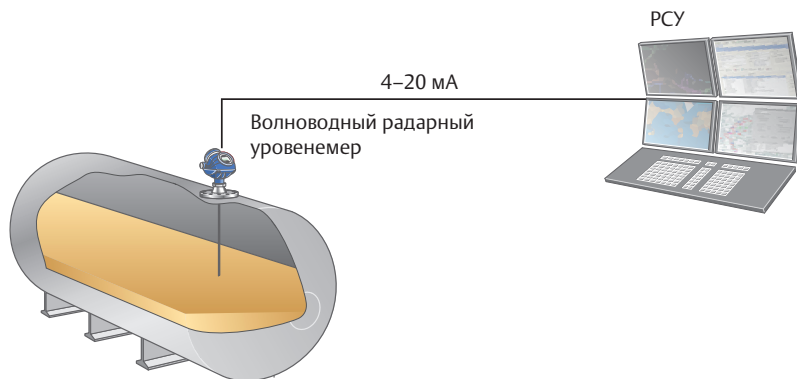


Рис. 5.4. Типичное устройство датчика уровня.



## 5. Точность и погрешность измерений

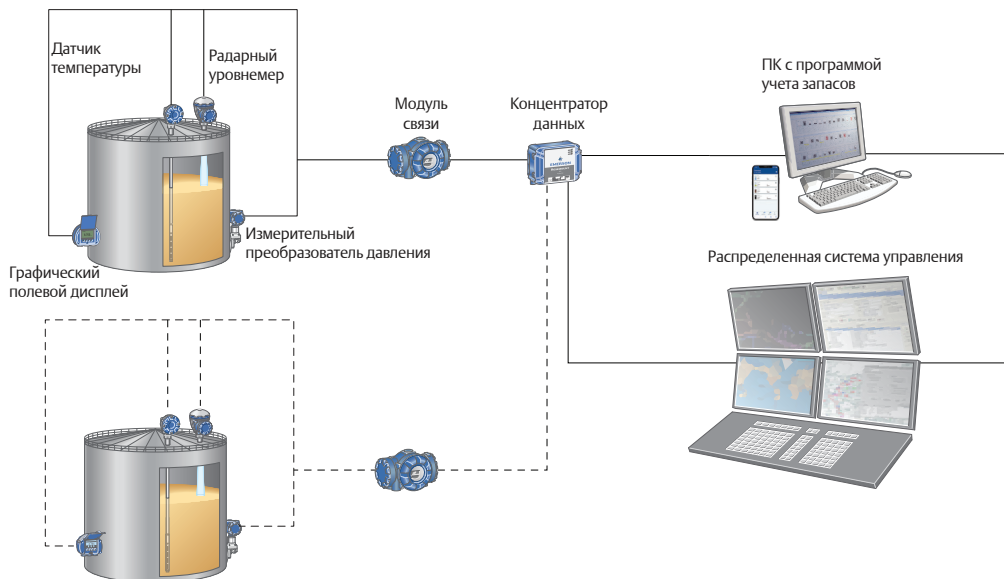


Рис. 5.5. Типичная архитектура системы учета в резервуарах.

технологическим уровнемером, который, если имеет сертификацию OIML R 85, должен обеспечивать колебания точности не более 1 мм (0,02 дюйма) во всем диапазоне температур окружающей среды. При проверке заявленного температурного воздействия на точность технологического уровнемера обычно встречаются значения в пределах 20 мм (0,8 дюйма) в предполагаемом диапазоне температур. Такая температурная зависимость часто делает технологический уровнемер непригодным для использования в системе учета в резервуарах. Разницы в дневной и ночной температурах достаточно для того, чтобы озадачить оператора, потому что может возникнуть ощущение утечки в бездействующем резервуаре. Оценка запасов может сильно зависеть от погоды, поэтому материально-сырьевой баланс и меры по снижению потерь могут быть неточными.

Разница во влиянии температур между обычным технологическим уровнемером и уровнемером для систем учета в резервуарах объясняется используемыми технологиями. Принцип действия уровнемера для системы учета основан на непрерывном излучении с частотной модуляцией (FMCW), и его работа мало зависит от температуры, в отличие от импульсного технологического уровнемера, у которого трудно поддержать стабильную температуру схемы синхронизации.

### 5.3.3 Предполагаемый срок службы

Срок службы системы учета в резервуаре часто составляет до 20 лет и более, чего нельзя сказать о технологических уровнемерах. В течение этого срока необходимо иметь в наличии запасные части для технического обслуживания без существенного нарушения работы резервуара. Меньшая стоимость технологического уровнемера и простое подключение с помощью 4–20 мА к системе РСУ могут сделать его полную замену разумным решением. Может быть полезно проверять заявленный производителем срок службы запчастей.

### 5.3.4 Установка

Технологические уровнемеры часто разрабатываются для установки на малые емкости с узкими отверстиями, где уровнемеры для систем учета в резервуарах обычно неприменимы. Радарные уровнемеры для систем учета часто имеют увеличенные диаметры антенн, что позволяет устанавливать их на люках резервуаров. Их следует устанавливать ближе к стенке резервуара, так как такое место считается более надежным для установки. Чем больше диаметр антенны, тем ближе к стенке резервуара можно устанавливать уровнемер без потерь точности, вызванных помехами из-за

отраженного от стенки резервуара сигнала. Точность уровнемера со слишком маленькой антенной в данном случае будет снижена отраженным сигналом. Можно увеличить частоту сигнала радара для более высокой направленности, избежав таким образом помех от стенки. Существуют, однако, другие недостатки применения высоких частот, и, поскольку размер отверстий резервуара, как правило, не имеет большого значения, увеличение частоты не дает особых преимуществ.

### 5.3.5 Установка на успокоительной трубе

Уровнемеры для систем учета обычно устанавливаются на успокоительных трубах. Это делается потому, что успокоительная труба, правильно установленная на дне или у нижней части резервуара, дает очень устойчивую точку отсчета для измерения уровня. Другой причиной может быть то, что при наличии у резервуара плавающей крыши, то для доступа к поверхности жидкости необходима успокоительная труба.

Уровнемеры для автоматических систем учета требуют установки на успокоительных трубах примерно в половине случаев, а технологические уровнемеры практически никогда так не устанавливаются. Как следствие, очень редко можно встретить технологические радарные уровнемеры, поставляемые с специальной антенной, необходимой для установки на успокоительных трубах. Использование стандартного устройства на успокоительной трубе даст некачественные измерения из-за отсутствия поддержки особого режима передачи H01 (см. [главу 2](#)). Таким образом, отсутствие подходящей антенны для установки на успокоительной трубе является основным различием между автоматическим уровнемером АТГ радарного типа и технологическим.

# 6

## Измерение температуры

Тема	Стр.
6.1	Значение таблиц института API _____ 43
6.2	Систематические погрешности измерений _____ 44
6.3	Стандарт института API _____ 44
6.4	Размещение датчиков _____ 45
6.5	Дополнительные задачи, решаемые температурными измерениями _____ 45
6.5.1	Поправки на высоту резервуара _____ 45
6.5.2	Поправки в таблице емкости резервуара _____ 46
6.5.3	Поправки контрольно-измерительной рулетки _____ 46

## 6. Измерение температуры

Измерение температуры продукта имеет большее значение для вычисления стандартного объема в резервуаре, чем может показаться. В прошлом (и иногда сегодня) в резервуарах мог использоваться только один температурный датчик, установленный на стенке резервуара рядом с днищем. Такой тип установки не позволяет получить правильное среднее значение температуры продукта, так как во всех резервуарах наблюдается перепад температуры по высоте резервуара. В определенной степени перепад можно снизить перемешиванием продукта, однако в большинстве случаев это приведет к нежелательным испарениям. Для нормального цилиндрического резервуара с устоявшимся продуктом изменение температуры по высоте составляет 1–4 °С. Холодный продукт будет иметь более высокую плотность и, следовательно, окажется на дне резервуара. Перепад температуры в горизонтальном направлении также являлся предметом обсуждений, однако согласно документам института API такие изменения не превышают 0,5 °С.



Рис. 6.1. Верхний преобразователь температуры, состоящий из 16 датчиков.

### Пример 6.1. Погрешность измерения объема, вызванная температурной погрешностью

В следующем примере показано, как погрешность в 1 °С при измерении средней температуры продукта может привести к большей погрешности объема.

В обычном цилиндрическом резервуаре высотой в 20 м, диаметром 36 м и объемом в пределах 20 000 м<sup>3</sup> погрешность объема будет следующей:

$$\text{Погрешность объема} = 20\,000 \times 700 \times 10^{-6} = 14 \text{ м}^3$$

где  $700 \times 10^{-6}$  взято из расчета, что объем нефтепродуктов испытывает тепловое воздействие в пределах 600–800 ppm/1 °С.

Это может показаться несущественным, однако, если такая погрешность является систематической, то есть повторяющейся каждый раз при наполнении или откачке продукта, она приведет к ощутимым убыткам для одной из сторон сделки.

В резервуаре того же размера, что и в примере 6.1, погрешность уровня соответствует приблизительно 1 мм на каждый миллиметр. Ошибка в измерении температуры в 1 °С приведет к той же погрешности, что и погрешность уровнемера в 14 мм!

Таким образом, система учета в резервуарах работает несогласованно, если уровнемер имеет установочную точность в пределах нескольких миллиметров, а температурные измерения — ±1 °С. Чтобы достичь точности уровнемера, система

измерения температуры должна справляться с перепадами температур. То есть система должна иметь множество датчиков по высоте резервуара и подсчитывать среднюю температуру жидкости. Во-вторых, датчик температуры в сочетании с электроникой преобразования должен обеспечивать точность намного выше, чем  $\pm 1$  °C.

### 6.1 Влияние таблиц института API

Следует учитывать ограничения температурных измерений, связанных с применением таблиц института API, а также корректировочного коэффициента объема. До 2004 года таблицы института API имели шаг  $0,25$  °C ( $0,5$  °F), что делало бесполезной точность измерений выше чем  $0,25$  °C. В таком случае используются обычные трехпроводные датчики Pt100, у которых погрешность из-за разного сопротивления в трех проводах обычно не превышает  $0,25$  °C.

Если точность измерения температуры не превышает  $0,25$  °C, то рассмотренная в примере выше погрешность остается в пределах нескольких миллиметров, а на больших резервуарах сырой нефти может быть значительно выше. Современный уровнемер имеет точность в  $0,5$  мм ( $0,02$  дюйма), а при внесении некоторых изменений в резервуаре установочная точность может находиться в пределах  $2$  мм ( $0,08$  дюйма) или выше. Вот почему важно снижать погрешность температурных измерений и добиваться точности в пределах  $0,1$  °C и выше. Со времени введения новых таблиц института API 2004 года с высоким разрешением использование систем высокой точности стало весьма значимым.

Таблицы 2004 года отличаются от всех предыдущих таблиц тем, что в них не используются табличные значения (напечатанные) корректировочного коэффициента объема из таблицы API. Вместо этого для получения табличного значения используется специальный алгоритм. Это связано с тем, что на современных предпрятиях вместо таблиц используется ПО со встроенным алгоритмом, производящим вычисления. Однако, когда компьютер производит вычисления для старых таблиц, для получения прежних напечатанных значений программе следует округлять значения температуры до ближайшего значения, кратного  $0,25$  °C. В таблице 2004 года, с другой стороны, округление происходит до ближайшего значения, кратного  $0,1$  °C. Это означает, что если система измерения температуры измерила и рассчитала среднюю температуру жидкости  $18,37$  °C, в алгоритм будет введена

величина  $18,4$  °C, а не  $18,25$  °C, как со старыми таблицами.

Новые таблицы API дают возможность проводить более точные измерения объемов благодаря более точным измерениям температур. Таким образом, разница в сопротивлении в 3-проводной системе Pt100 более не играет роли, и теперь очевидным является выбор в пользу 4-проводных датчиков Pt100. 4-проводной датчик Pt100 полностью компенсирует разницу в сопротивлении проводов от электронных преобразователей к элементу Pt100. Потребуется преобразователь сопротивления в температуру с подключением 4 проводов, а электронные преобразователи должны быть достаточно точными и устойчивыми к температуре окружающей среды.



Рис. 6.2. Слева: многоточечная измерительная система с датчиками Pt100 в антикоррозионном корпусе. Справа: единый измерительный узел с преобразователем, датчиками, датчиком уровня воды и якорным грузом.

Элементы датчика Pt100 бывают разных классов точности, обычно 4-проводные элементы имеют самый высокий класс точности. Некоторые производители вместе с элементами поставляют калибровочные листы. Калибровочные листы используются для внесения поправок в элемент датчика для увеличения точности. Для проведения автоматической калибровки соответствующая функция должна быть доступна в системе измерения температуры.

Можно заключить, что температурные измерения не должны вызывать рассогласованность в системе учета в резервуарах, но обязаны иметь точность, сравнимую с точностью уровнемера. Однако следует учитывать все указанные моменты: они столь же важны для правильного определения объема, как и работа уровнемера.

### 6.2 Систематические погрешности измерений

В системе учета в резервуарах всячески следует избегать систематических погрешностей, так как со временем они дадут ощутимый эффект и приведут к значительным потерям для покупателя или продавца. В случае с уровнемером радарного типа погрешности носят в основном случайный характер, однако погрешности температурных измерений могут быть систематическими.

#### Пример 6.2. Измерение температуры при помощи одного датчика

В обычных условиях применение одного датчика, установленного на дне резервуара, определенно не даст представления о средней температуре продукта в отстоявшемся резервуаре. Если перепад температур составляет 4 °С, то каждый раз при откачке в резервуаре температурный датчик может занижить значение средней температуры в пределах 2 °С. При пересчете стандартного объема получится, что тот был преувеличен с самого начала. В примере 6.1 это будет означать погрешность в 28 м<sup>3</sup>. Это означает, что было откачено на 28 м<sup>3</sup> меньше, чем измерено. Можно сделать вывод, что погрешность приблизительно одинакова при каждой откачке из резервуара, так как температурный перекокс в силу своей природы постоянен. При перекачке 30 раз за год ошибка составит 800 м<sup>3</sup> в год или 40 полных автоцистерн, и это только на один резервуар.

В данном примере показана важность использования системы измерения температуры с множеством датчиков, однако погрешность даже одного датчика, накапливаясь, может вылиться в систематическую погрешность. Неисправный датчик температуры можно учитывать только при измерении средней температуры при определенных уровнях жидкости, но необходимо исключать при более низких уровнях. Таким образом, важно качество всех датчиков.

Следует регулярно проверять исправность каждого из них.

**Пример 6.3.** Погрешность объема, вызванная температурной погрешностью, по сравнению с соответствующей погрешностью уровнемера на резервуаре 20 м в высоту, диаметром 36 м и объемом 20 000 м<sup>3</sup>.

Температурная погрешность (°С)	Результирующая погрешность (м <sup>3</sup> )	Соответствующая погрешность уровнемера (мм)
0,25	3,5	3,5
0,50	7	6,9
0,75	10,5	10,3
1,00	14	13,8
1,25	17,5	17,2
1,50	21	20,6
1,75	24,5	24,1
2,00	28	27,5

### 6.3 Стандарт института API

Глава 7.3 API MPMS «Определение температуры: стационарные системы измерения температуры резервуаров» вышла в 2011 году. Она описывает методы, оборудование и порядок автоматического определения температуры нефти и нефтяных продуктов при неизменных условиях.

Даны указания по оборудованию и технические требования для учета при передаче продукта, которые рекомендуют использовать термометры сопротивления, а также набор усредняющих датчиков. Даны требования к установке и точности, предложен порядок осмотра и поверки системы автоматического термометра для резервуара (АТТ).

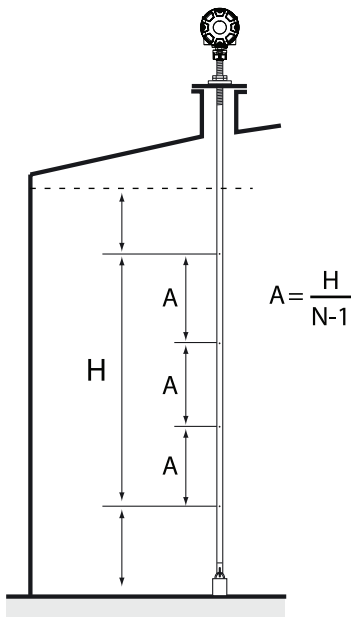


Рис. 6.3. Датчики температуры должны располагаться на равном расстоянии друг от друга.

### 6.4 Размещение датчиков

Для получения правильной картины распределения температур в резервуаре датчики температуры должны быть равномерно установлены на расстоянии не менее 2–3 м друг от друга.

Во избежание температурного воздействия температуры поверхности земли нижний датчик должен быть установлен приблизительно в 1 м от дна резервуара. Более того, во избежание температурного воздействия окружающей среды датчик должен быть установлен не менее чем в 1 м от стенки резервуара и близко к замерному отверстию.

### 6.5 Дополнительные задачи, решаемые измерениями температуры

Помимо вычисления стандартного объема, система измерения температуры используется для других целей, см. следующий пример.

#### 6.5.1 Поправки на высоту резервуара

Большинство уровнемеров измеряют расстояние от их места установки до поверхности жидкости (высота незаполненной части) и рассчитывают уровень, вычитая высоту незаполненной части из базовой высоты (расстояние от точки установки уровнемера до опорной плиты). Такое вычисление окажется ошибочным, если расстояние не является постоянной величиной, то есть уровень меняется в зависимости от изменения базовой высоты. Изменение базовой высоты, вызванное тепловым расширением или сжатием стенки резервуара или успокоительной трубы, можно легко компенсировать. При помощи установленных по всей высоте датчиков температуры можно определить среднюю температуру стенки резервуара или успокоительной трубы. После получения среднего значения температуры можно внести в эталонную высоту поправку на тепловое расширение углеродистой стали (10–12 ppm/°C).

При внесении поправки на расширение стенки резервуара следует учитывать наличие жидкости внутри и воздуха снаружи резервуара. Температурное воздействие воздуха и жидкости сильно различаются. Согласно институту API температуру стенки резервуара в каждой точке измерения следует рассчитывать следующим образом.

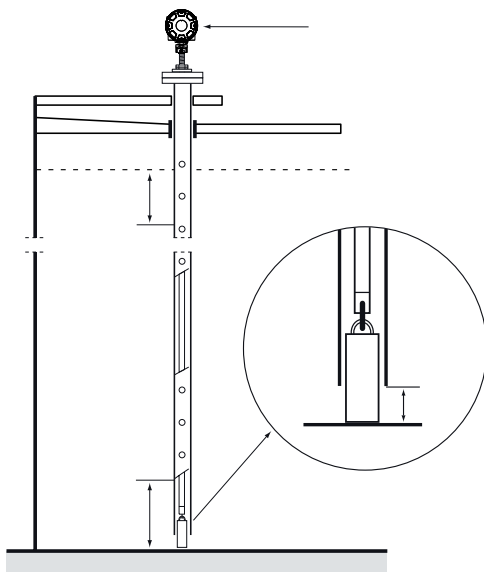


Рис. 6.4. В резервуарах с плавающей крышей для установки датчиков температуры обычно используется успокоительная труба.

## 6. Измерение температуры

$$T_{\text{стенки резервуара}} = \frac{1}{8} T_{\text{окружающей среды}} + \frac{7}{8} T_{\text{жидкости}}$$

Измерить температуру окружающей среды может быть непросто из-за воздействия солнечных лучей и размещения самого датчика температуры на резервуаре. Правильное измерение температуры окружающей среды, скорее всего, потребует сложной метеорологической станции на каждом резервуаре, что непрактично из-за ничтожного влияния на результат. Точность температурных измерений в данном случае не критична, см. пример 6.4.

### Пример 6.4. Погрешность контрольной высоты

Погрешность в 5 °C при поправке для успокоительной трубы высотой 20 м даст следующую погрешность уровня.

$$\text{Погрешность контрольной высоты} = 5 \times 10^{-6} \times 20\,000 = 1 \text{ мм,}$$

где  $10 \times 10^{-6}$  взято из расчета, что относительное расширение углеродистой стали стенки резервуара составляет  $10 \text{ ppm}/1^\circ\text{C}$ .

Современная система учета должна, если требуется, позволять вводить поправки на такие изменения контрольной высоты.

### 6.5.2 Поправки в таблице емкости резервуара

Таблица емкости резервуара (ТСТ) действительна только при определенных значениях температуры корпуса резервуара, имевших место во время калибровки. Температура продукта будет вызывать расширение или сжатие корпуса резервуара в зависимости от температуры. На тот же резервуар, что и в предыдущем примере ( $20\,000 \text{ м}^3$ ), воздействует отклонение температуры в 5 °C от температуры калибровки:

$$5 \times 20 \times 10^{-6} \times 20\,000 = 2 \text{ м}^3,$$

где  $20 \times 10^{-6}$  взято из расчета, что относительное расширение углеродистой стали стенки резервуара составляет  $20 \text{ ppm}/1^\circ\text{C}$ .

Пользователь может не заметить погрешности, не вводя табличную поправку, однако на больших или разогретых резервуарах такая погрешность может

оказаться внушительной. Если в резервуаре уже установлена система измерения температуры, не составит труда учитывать автоматическую поправку в ПО, поэтому нет оснований не воспользоваться этим.

### 6.5.3 Поправки контрольно-измерительной рулетки

Проводя контрольные измерения при помощи рулетки, необходимо учитывать, что рулетка дает верные показания, только если ее температура равна температуре калибровки.

При обычных ежедневных измерениях температурное воздействие можно и не учитывать, однако при работе с нагретыми резервуарами контрольно-измерительная рулетка может дать большие погрешности. Далее приведен пример нагретого резервуара с битумом.

### Пример 6.5. Погрешность рулетки в нагретом резервуаре с битумом

Резервуар прежний: 20 м в высоту, наполовину полон, температура над поверхностью жидкости 170 °C, резервуар был откалиброван при 20 °C, измерение недолива рулеткой (битум):

$$\text{Погрешность рулетки} = (170 - 20) \times 10^{-6} \times 10\,000 = 15 \text{ мм}$$

Измерение недолива рулеткой на глубине в 10 м даст погрешность в 15 мм.

Если в резервуаре установлена встроенная система измерения температуры, ее также можно использовать для определения температуры рулетки после погружения в резервуар. Обычно рулетка очень быстро принимает температуру испарений в резервуаре; таким образом, для внесения поправок может быть использована температура испарений, измеренная системой учета в резервуарах.



# 7

## Сжиженные газы

Тема	Стр.
7.1 Уровнемер радарного типа в резервуарах под давлением _____	48
7.2 Уровнемер радарного типа в криогенных двухоболочечных резервуарах закрытого типа _____	49
7.3 Обычная конфигурация системы _____	49

## 7. Сжиженные газы

Уровнемеры радарного типа используются на резервуарах для сжиженного газа с 1980 года. Обычно эти газы, СНГ (сжиженный нефтяной газ) и газоконденсатные жидкости (жидкие компоненты природного газа), хранятся в жидком состоянии в сферических или полувидных резервуарах по давлению либо охлажденными в криогенных двухболоочечных резервуарах закрытого типа. По сравнению с другими углеводородами при хранении СПГ (сжиженный природный газ) возникают дополнительные проблемы, связанные с учетом запасов и безопасностью. Для их решения, среди прочего, операторы должны контролировать результаты измерений плотности и температуры, а также их распределения по всей высоте резервуара.

Для обеспечения максимального диапазона измерений и эксплуатационных характеристик радарный уровнемер для сжиженного газа следует устанавливать в успокоительную трубу из нержавеющей стали или алюминия. Радарный уровнемер прикрепляется болтами к фланцевому выходному патрубку в верхней части резервуара. Успокоительная труба, обычно диаметром 100 мм (4 дюйма), тоже подсоединена к патрубку и доходит до дна резервуара.

В успокоительную трубу устанавливают проверочный штифт. Он устанавливается еще в процессе монтажа в известном положении и создает небольшие экосигналы, необходимые для проверки уровнемера при нормальном рабочем давлении в резервуаре. Уровнемер радарного типа может выполнять проверочные испытания в любое время, не мешая обычным измерениям уровня. Итог

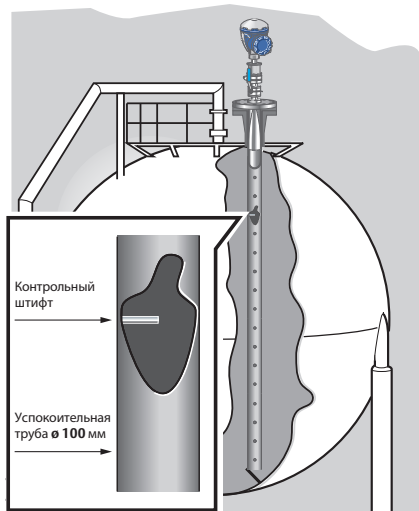


Рис. 7.1. Измерение уровня в сферическом резервуаре для газа при помощи успокоительной трубы с контрольными штифтами.

автоматической проверки может отображаться в окне пользователя диагностического ПО оборудования.

### 7.1 Уровнемер радарного типа в резервуарах под давлением

Порядок автоматического измерения уровня в резервуарах под давлением описан в руководстве API MPMS, глава 3.3. При планировании использования уровнемеров радарного типа в резервуарах под давлением следует выполнять особые требования. Во-первых, уровнемер должен выдерживать давление резервуара, а также соответствовать требованиям, указанным на корпусе резервуара. Во-вторых, уровнемер радарного типа должен быть изготовлен из расчета возможности парообразования в резервуаре. В третьих, уровнемер радарного типа должен допускать проверку при нормальных рабочих условиях резервуара.



Рис. 7.2. Уровнемер радарного типа для работы с предназначенными для газа резервуарами высокого давления должен выдерживать высокое давление паров.

Обычно уровнемер радарного типа применяется на сферических и горизонтальных резервуарах для хранения сжиженного газа.

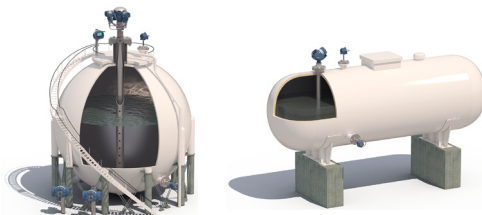


Рис. 7.3. Сферические и горизонтальные резервуары для хранения сжиженного газа.

### 7.2 Уровнемер радарного типа для СПГ

Обычный уровнемер радарного типа для резервуаров под давлением также используется для работы с СПГ, для хранения которого используются криогенные двухоболочечные резервуары закрытого типа. В наши дни уровнемеры радарного типа находят широкое применение для измерения уровня и защиты от перелива в резервуарах СПГ. Бесконтактный метод измерений (без подвижных частей) дает ряд преимуществ в надежности и менее частом техобслуживании. Радарный тип уровнемера особенно подходит для работы с криогенным/охлажденным СПГ, где обслуживание внутри резервуара возможно лишь во время запланированных профилактических работ, то есть раз в несколько лет. Также высокие уровни измерения при работе с СНГ делают бесконтактный метод более привлекательным.



Рис. 7.4. Двухоболочечные резервуары закрытого типа, используемые для охлажденного сжиженного газа.

Как правило, в криогенных двухоболочечных резервуарах закрытого типа помещается большое количество сжиженного газа, 30–200 тыс. м<sup>3</sup>. В отношении безопасности, функциональности и экономии показания уровнемера имеют огромное значение. Прецизионный уровнемер дает измерения с точностью до одного миллиметра по всей высоте резервуара.

### 7.3 Обычная конфигурация системы

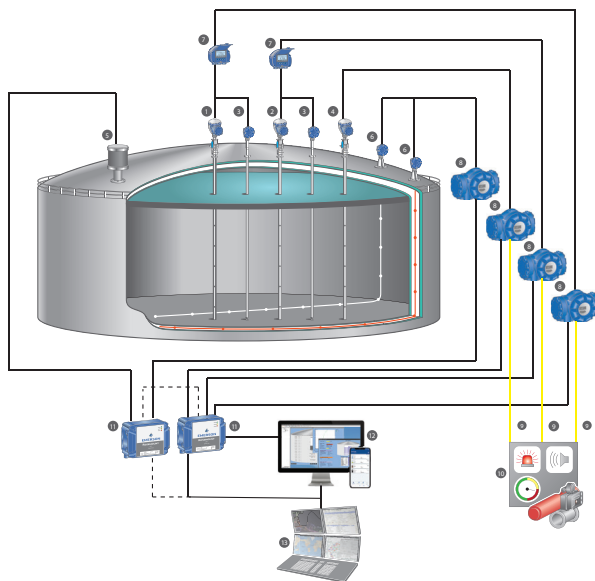
Обычная система измерения уровня радарного типа для резервуаров СПГ совмещает высокую эффективность и надежность. Она может состоять из следующих единиц:

- один основной и один дополнительный прецизионный уровнемер радарного типа для измерения уровня;
- два (2) многозонных преобразователя температуры, каждый из которых имеет до 16 тепловых датчиков для измерения средней температуры жидкости;
- третий уровнемер радарного типа передает сигнал высокого уровня на пульт тревоги через реле класса надежности SIL 2/SIL 3 или же сигналы током в 4–20 мА. Допускается его совместное использование с первичным и вторичным уровнемером для повышения достоверности измеренных значений с помощью системы голосования 2 из 3х;
- измерительные преобразователи температуры и датчики:
  - контроль охлаждения посредством измерения температуры внутренней стенки и дна резервуара во время первого заполнения;
  - обнаружение утечек при разгерметизации оболочки внутреннего резервуара вследствие контроля температуры в межстенном пространстве (между внутренней и внешней стенкой резервуара);
- отдельное устройство для определения распределения уровня, температур и плотности (LTD) неоднородных продуктов, например СНГ.
- графический полевой дисплей;
- модуль связи для хранения данных геодезических приборов и их передачи в диспетчерскую;
- накопители данных в диспетчерской для передачи данных в распределенную систему управления, человеко-машинный интерфейс и в информационные системы;
- ПО для работы с СПГ, включая мониторинг стратификации, прогнозирование переворачивания и отчетность. Рабочие станции выполняют передачу и надежное резервирование данных в сети.

Конструкция антенны уровнемера радарного типа для двухоболочечных резервуаров закрытого типа должна обеспечивать измерения в среде криогенного/низкотемпературного сжиженного газа. Сигналы радара передаются внутри 4-дюймовой успокоительной трубы из нержавеющей стали, обеспечивая уровнемер достаточно сильным отражением даже в условиях кипящей поверхности.

Затвор резервуара имеет функцию двойной задвижки и состоит из ПТФЭ-иллюминатора и огнеупорного

## 7. Сжиженные газы



1 Основной радарный уровнемер	6 Измерительный преобразователь температуры с датчиками для обнаружения охлаждения и утечек	11 Концентратор данных
2 Вспомогательный радарный уровнемер	7 Полевой графический дисплей	12 Система управления резервуарами
3 Измерительный преобразователь температуры и низкотемпературный многоточечный первичный преобразователь температуры	8 Модуль связи	13 PC/центр. система
4 Независимая сигнализация уровня (непрерывный указатель уровня)	9 Реле SIL 2/SIL3 или аварийный сигнал 4–20 mA	
5 Указатель уровня, температуры и плотности (LTD)	10 Независимая панель сигнализации	

Рис. 7.5. Пример высококачественной системы учета в двухфазных резервуарах закрытого типа.

шарового клапана. Функция эталонного устройства позволяет осуществлять калибровку измерений даже на работающем резервуаре.

Двумя самыми распространенными видами уровнемеров для работы с двухфазными резервуарами закрытого типа в наши дни являются механический сервоуровнемер и радарный уровнемер. Механический сервоуровнемер производит замеры при помощи поплавка, соединенного с тросом на катушке. Поплавок погружается при помощи серводвигателя в жидкость и следует перемещениям поверхности. Использование сервоуровнемеров сопряжено со следующими трудностями: измерение внедрением, множество подвижных частей и трудоемкое техобслуживание.

Безопасность и защита от перелива являются важными вопросами при хранении воспламеняющихся жидкостей. Изначально уровнемеры радарного типа во многих случаях использовались при работе со сжиженным газом исключительно для защиты от перелива, так как сервоуровнемеры, используемые для обычных измерений, не удовлетворяли требованиям.

В наше время обычным требованием для уровнемера радарного типа является оповещение высокого уровня SIL 2. Несколько таких радарных уровнемеров могут быть объединены в систему противоаварийной защиты, где будут совместно формировать оповещение на высоком уровне. Также для этой цели можно использовать уровнемер радарного типа «два в одном».

Обычно резервуар для работы с СПГ включает в себя датчик уровня, температуры и плотности (LTD). Это устройство для определения температурного и плотностного распределений можно использовать для обнаружения стратификации в резервуаре. Эти данные используются в ПО для расчетов при определении риска выбросов, как следствие переворачивания СПГ. Выброс — это явление, при котором в резервуаре с низкотемпературной жидкостью может произойти неуправляемое выделение паров. Вероятность выброса можно определить путем измерения распределения температуры и плотности по всей высоте резервуара. Затем, следуя указаниям ПО, можно принять меры по предупреждению выброса.

# 8

## Дополнительные датчики

Тема	Стр.
8.1 Измерение плотности и гибридная система учета в резервуарах _____	52
8.2 Датчики давления, применяемые в гибридной системе учета в резервуарах _____	54
8.3 Особенности монтажа _____	54
8.4 Измерение уровня подтоварной воды _____	54

## 8. Дополнительные датчики

В большинстве случаев для вычисления объемов достаточно измерения уровня и температуры. Однако зачастую устанавливаются дополнительные датчики для измерения наблюдаемой плотности и уровня подтоварной воды на дне резервуара.

### 8.1 Измерение плотности и гибридная система учета в резервуарах

Гибридная система учета в резервуарах измеряет как уровень, так и давление. Данные, получаемые от датчика давления, применяются совместно с данными уровнемера. Затем по данным уровня и давления ПО может вычислить фактическую плотность содержимого резервуара. В главе 3.6 руководства MPMS института API описано использование гибридной системы учета в резервуарах, а также порядок подсчета плотности.

В открытом вентилируемом резервуаре с закрепленной или плавающей крышей используется один датчик давления (P1). В случае если в резервуаре есть иной источник давления или помех, используется второй датчик давления (P3).

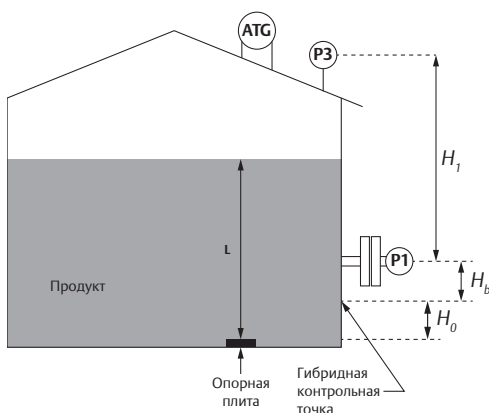


Рис. 8.1. Измерение плотности производится при помощи уровнемера и одного или двух датчиков давления.

### Вычисление фактической плотности продукта,

#### 1. Плотность продукта ( $D_{obs}$ ) в вакууме

Гибридные вычисления плотности основаны на том, что плотность продукта прямо пропорциональна давлению жидкости и может быть вычислена следующим образом.

$P1 - P3$  = общий уровень жидкости + уровень пара в резервуаре – подпор воздуха между датчиками P1 и P3

Давление напора жидкости и пара приблизительно такое же, как и у самого продукта средней плотности и уровня.

Давление жидкости =  $g \times (L - Y) \times D_{obs}$   
(на уровне датчика P1)

Уровень пара в резервуаре =  $g \times [H_t - (L - Y)] \times D_v$   
(на поверхности жидкости)

Подпор воздуха =  $g \times H_t \times D_a$   
(на уровне датчика P1)

Затем величину  $D_{obs}$  можно вычислить из:

$$D_{obs} = \frac{N (P1 - P3) - g (D_v - D_a) H_t}{g (L - Y)} D_v \quad (1)$$

Где:

$D_{obs}$  = наблюдаемая плотность жидкости в вакууме.

N = пост. величина.

$Y = H_b + H_0$  (расстояние по вертикали от датчика P1 до опорной плиты резервуара).

### массы в вакууме, массы в воздухе и валового стандартного объема

$L$  = данные уровнемера (заполненное пространство).

$H_b$  = расстояние по вертикали от точки приложения силы датчика P1 до гибридной контрольной точки.

$H_o$  = расстояние по вертикали от опорной плиты до гибридной контрольной точки.

$g$  = местное ускорение свободного падения.

$H_t$  = расстояние по вертикали между точками приложения силы датчиков P1 и P3.

$D_v$  = плотность пара в резервуаре.

$D_a$  = плотность воздуха.

**Примечание.** Если гибридная контрольная точка находится на том же уровне, что и опорная плита резервуара, то  $H_o$  равняется нулю.

#### 2. Вычисление массы продукта в вакууме ( $M$ )

$$M = GOV \times D_{obs} - WR \quad (2)$$

Где:

$GOV$  = общий наблюдаемый объем.

$D_{obs}$  = плотность продукта (в вакууме) см. (1)

$WR$  = масса плавающей крыши (если имеется).

**Примечание.** В атмосферном резервуаре масса продукта в парообразном состоянии может принимать нулевое значение.

#### 3. Масса продукта в воздухе ( $M_a$ )

$$M_a = M \left( 1 - \frac{D_a}{D_{obs}} \right) \quad (3)$$

Где:

$M$  = суммарная масса продукта (в вакууме) см. (2)

$D_a$  = плотность воздуха.

$D_{obs}$  = плотность жидкости в вакууме см. (1)

#### 4. Общий стандартный объем ( $GSV$ )

$$GSV = GOV \times VCF$$

Где:

$GOV$  = общий наблюдаемый объем.

$VCF$  = корректировочный коэффициент объема, обычно берется из руководства MPMS, глава 11.1, ASTM D-1250.

### 8.2 Датчики давления, применяемые в гибридной системе учета в резервуарах

Точность вычисления плотности зависит от качества работы установленных датчиков давления. Из-за характеристик датчика давления точность измерения плотности может меняться в зависимости от уровня в резервуаре. Максимальная точность измерения плотности достигается при высоком уровне жидкости. Точность снижается, когда уровень жидкости приближается к датчику P1. Существует определенная мертвая зона, ниже которой измерения невозможны.

Для гибридной системы учета в резервуарах должны использоваться только самые точные датчики давления. Требуемая точность находится в пределах 0,035 % высоты резервуара.

### 8.3 Особенности монтажа

Для получения более точных данных датчик P1 необходимо устанавливать в резервуаре как можно ниже. Однако необходимо соблюдать дистанцию для исключения влияния возможных помех, от наличия подтоварной воды или донных отложений. Обычно датчик P1 устанавливается на уровне от 0,5 до 1 м от дна резервуара. Датчик давления также должен быть установлен с запорным клапаном, чтобы датчик можно было снять и обслужить.

Датчик P3 находится наверху резервуара над самым высоким уровнем жидкости.

### 8.4 Измерение уровня подтоварной воды

На дне резервуара с нефтью может скапливаться вода. Она может образовываться из конденсата воздуха, поступающего через клапаны во время опорожнения резервуара, или же из-за случайного попадания дождевой воды. Также возможно попадание воды в продукт до его заправки в резервуар. Это обычное явление для резервуаров с сырой нефтью, которое может представлять сложности при достижении водой высокого уровня. Чтобы этого избежать, необходимо сливать подтоварную воду. Естественно, содержание воды в резервуаре должно быть как можно ниже.

Для отслеживания уровня подтоварной воды по мере надобности применяются датчики, подключенные к системе измерения уровня. Данные об уровне подтоварной воды также используются при подсчете запасов для получения правильной оценки объемов продукта.

Датчик уровня воды определяет границу раздела между водой и углеводородами, что может оказаться непростой задачей. В резервуарах с очищенными нефтепродуктами достаточно легко определить границу между продуктом и водой, в то время как в резервуарах с сырой нефтью границу раздела трудно установить из-за образования эмульсии.

Как правило, в системе измерения уровня применяются емкостные датчики. Емкостный датчик обычно интегрирован с датчиком температуры. Это позволяет устанавливать совмещенный датчик уровня и температуры только в одном отверстии резервуара диаметром 50 мм (2 дюйма) и больше.



# 9

## Архитектура системы

Тема	Стр.
9.1 Проводка резервуара_____	58
9.2 Полевые шины резервуарного парка__	58
9.3 Резервирование системы связи_____	58
9.4 Адаптирование старых систем_____	59
9.4.1 Эмуляция уровнемера_____	59
9.4.2 Беспроводная связь_____	59
9.5 Программное обеспечение_____	60



## 9. Архитектура системы

Основная задача архитектуры системы учета в резервуарах в том, чтобы быстро и надежно передавать сведения о резервуарном парке потребителям.

Все старые системы, использующие поплавки и сервоприводы, используют собственные сети связи. В прошлом разные производители измерительного оборудования использовали различные и несовместимые сети передачи данных, устройства сопряжения и протоколы связи. Пользователи таких систем были вынуждены работать только с оборудованием одного и того же производителя на протяжении всего срока службы системы. Это, а также необходимость техобслуживания и приобретения запчастей, делали содержание механических уровнемеров затратным.

Современные системы измерения используют открытую архитектуру и стандартные протоколы связи. Использование таких систем не вызовет зависимости от одного поставщика, но предоставит большой выбор оборудования.

Существуют способы поэтапного адаптирования старых систем. Двумя такими способами являются эмуляция уровнемера и беспроводная технология.



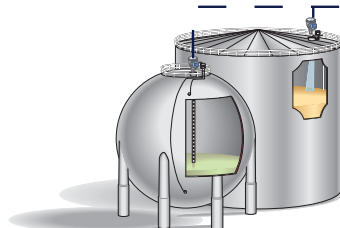
Диспетчерское управление и сбор данных (SCADA)

Ethernet



Веб-сайт

Полевая шина



## 9. Архитектура системы

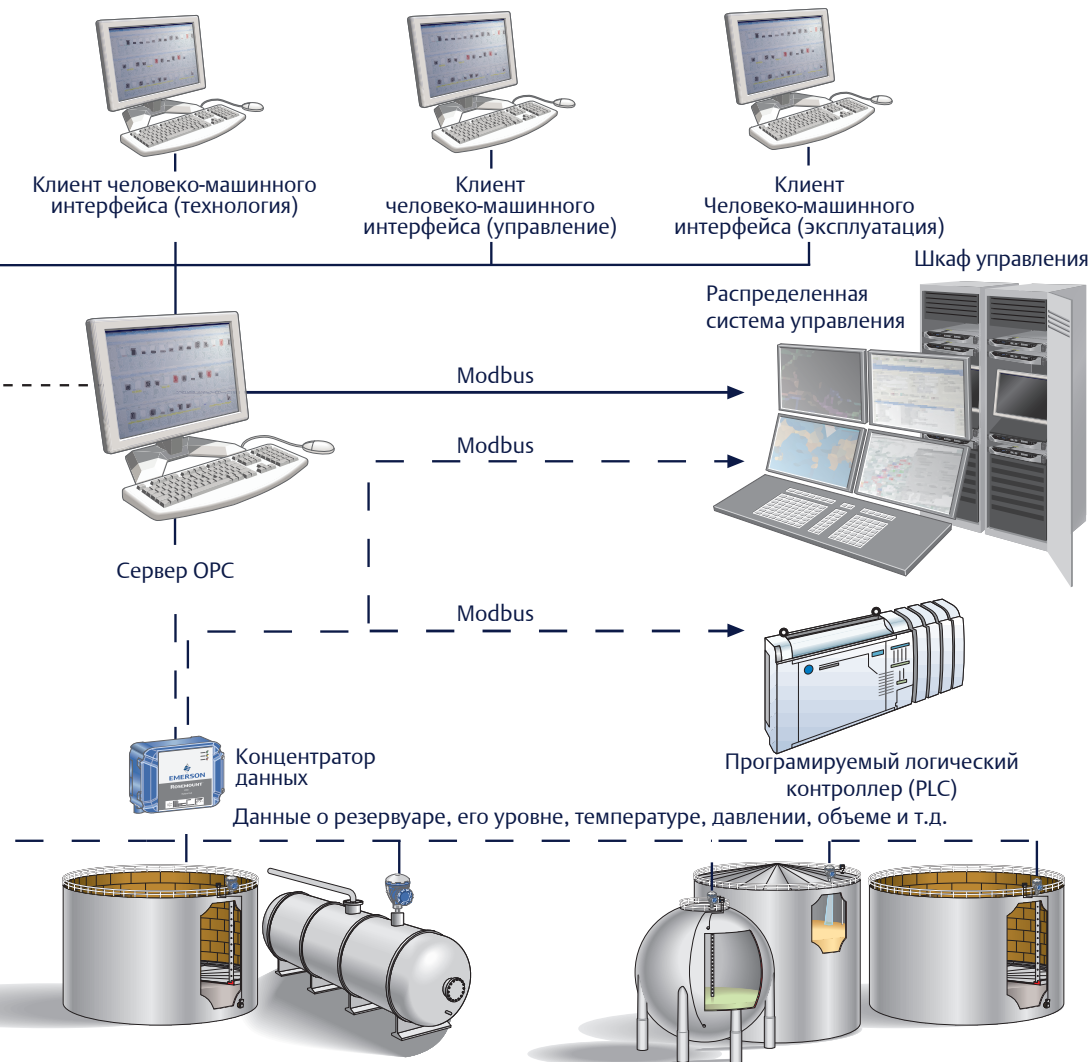


Рис. 9.1. Современная архитектура системы учета.

### 9.1 Кабельная проводка резервуара

Измерительные приборы на резервуаре нуждаются в питании и связи с диспетчерской. В большинстве случаев это осуществляется при помощи искробезопасной магистральной шины. Использование искробезопасной проводки целесообразно с точки зрения безопасности. Также снижается стоимость установки системы, так как не нужны дорогие кабелепроводы. Магистральная шина резервуара обычно подключается и питается через блок связи и питания на резервуаре. Здесь подключаются длинные участки полевой шины резервуарного парка, а также установлен местный источник питания. Здесь также может подключаться беспроводная связь.

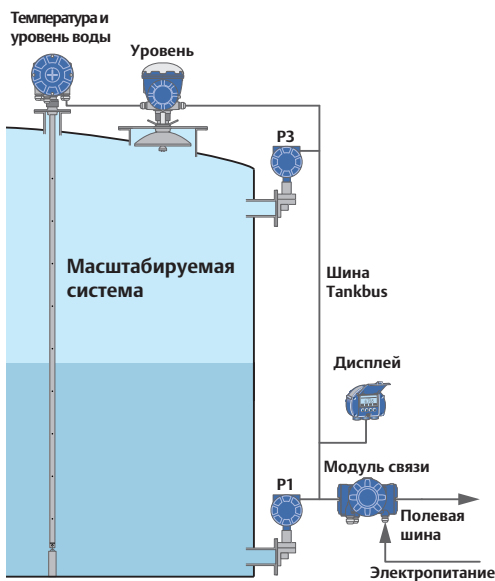


Рис. 9.2. Искробезопасная шина, обеспечивающая электропитание датчиков резервуара и связь с ними.

### 9.2 Полевые шины резервуарного парка

Данные измерительных устройств о работе резервуара должны достигать потребителей быстро и в сохранности. Такие устройства распределены по всей площади резервуарного парка, поэтому полевая шина может прокладываться на большие расстояния. Проводка должна выдерживать такие явления, как затухание сигнала и поражение молнией. Для установки новых измерительных систем следует использовать старую проводку, так как замена

проводки требует больших вложений. Если проводка повреждена или отсутствует, можно использовать беспроводную связь.

### 9.3 Резервирование системы связи

Наличие данных о резервуарах является чрезвычайно важной для работы резервуарного парка. Отсутствие данных может резко ограничить работу парка.

Доступность данных можно обеспечить при помощи различных средств резервирования. К ним относятся:

- резервирование приборов — использование более одного уровнемера на резервуар;
- резервирование полевой шины при помощи нескольких или различных уровней связи полевой шины;
- резервирование сетевых шлюзов с запасной проводкой и беспроводными шлюзами;
- Переключатель и резервирование сети;
- резервирование интерфейса пользователя.



Рис. 9.3. Резервирование получения данных резервуара производится при помощи двух уровнемеров и отдельных каналов связи: проводного и беспроводного.

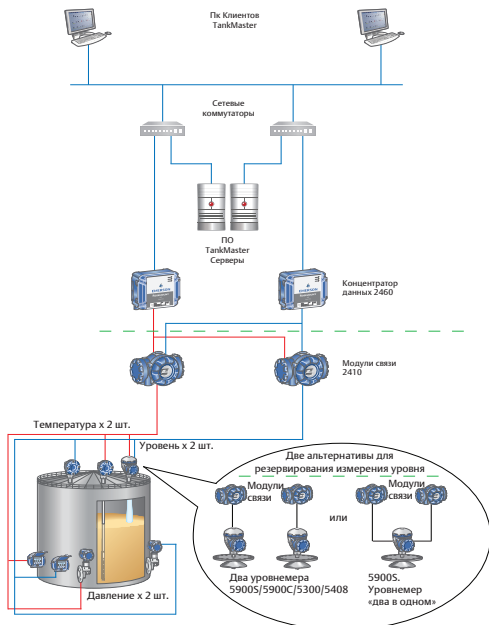


Рис. 9.4. Разные слои резервирования. Резервирование датчиков резервуара и резервирование модулей связи и концентраторов данных, совмещенное с резервированными серверами данных и станциями управления.

Серверы системы учета в резервуарах обычно размещаются в серверных или диспетчерских. Серверы и полевые шлюзы устанавливаются в специализированных телекоммуникационных шкафах.



Рис. 9.5. Шкаф системы измерения учета в резервуарах.

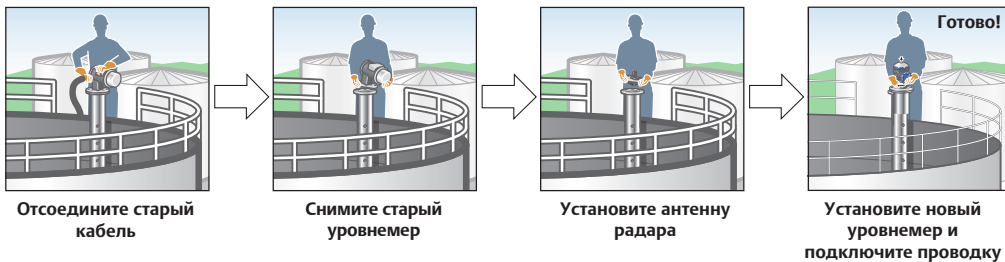


Рис. 9.6. При эмуляции уровнемера легко производить обновление одного резервуара за другим.

### 9.4 Адаптация старых систем

Переход от старой системы к новой может быть затруднительным, за исключением случая полной замены системы. Препятствием на пути постепенного обновления часто оказываются старые фирменные полевые шины. Существуют, однако, способы обойти недостатки старых систем.

#### 9.4.1 Эмуляция

Простым способом замены старых уровнемеров на уже имеющейся проводке является эмуляция старых уровнемеров новыми, используя старые полевые шины и прежние протоколы связи и источник питания. При такой эмуляции можно произвести быструю замену старого оборудования новым, более совершенным. Не требуется никаких изменений полевых шин или оборудования диспетчерской. Эмуляция уровнемера также может внедряться вместе с беспроводной связью.

#### 9.4.2 Беспроводная связь

Беспроводная связь отнюдь не нова. Однако лишь недавно удалось внедрить самонастраивающиеся сети для телеметрических целей. Для систем учета в резервуарах очень хорошо подходят ячеистые сети, как описано в стандарте IEC 62591, или же WirelessHART®. В последние годы они стали очень удобными средствами создания архитектуры системы учета и прочих видов измерительных приборов. Беспроводная связь может существенно снизить стоимость установки измерительного оборудования.

Одним из преимуществ самонастраивающейся сети являются минимальные усилия, требуемые для разработки системы связи. Следуя указаниям по межзвонным расстояниям и местоположениям шлюзов, проектирование системы можно выполнить в течение часа. После подключения питания сеть автоматически запускается и будет

готова к работе уже через несколько минут. Благодаря множеству каналов связи сеть в состоянии поддерживать себя при сбое в любом из каналов. Шифрование данных и переключение частоты обеспечивают высокий уровень безопасности данных и надежности связи. Система учета в резервуарах, способная работать как по проводной, так и по беспроводной связи, может еще больше улучшить доступность данных путем резервирования и дублирования связи.

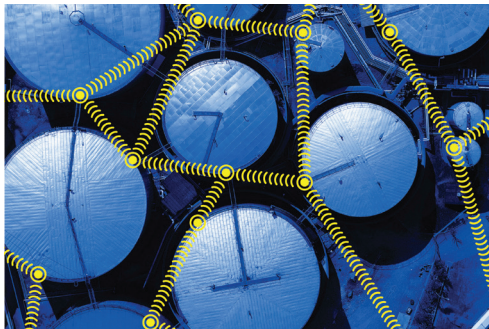


Рис. 9.7. Самоорганизующаяся сеть может автоматически обнаруживать кратчайший обход постоянных или временных препятствий.



Рис. 9.8. Антенна, подключенная к устройствам резервуара.

### 9.5 Программное обеспечение

Система учета в резервуарах требует полноценного программного обеспечения для объединения всех данных о резервуарах. Компьютерная система учета выполняет различные задачи, многие из которых должны отвечать определенным правилам и требованиям для работы с резервуарным хранением жидкостей. ПО также должно помогать в планировании хранения и контроле за откачкой.



Рис. 9.9. ПО системы учета в резервуарах.

ПО требует всеобъемлющего и удобного встроенного человеко-машинного интерфейса для эксплуатации резервуарного парка. Надежность и безопасность являются ключевыми свойствами человеко-машинного интерфейса, так как он играет большую роль в соблюдении техники безопасности на разных уровнях. Переключение между функциями и резервуарами должно быть простым и быстрым.

Новое программное обеспечение также должно поддерживать новшества в технологии автоматизации и цифрового преобразования, а также новые подходы, для применения многими пользователями. Эти подходы должны поддерживать использование открытых интерфейсов, способных выполнять обмен данными с другим специализированным ПО через стандартные протоколы. Они должны быть межплатформенными и совместимыми с различными устройствами, такими как смартфоны и планшеты, а также офисными компьютерами и серверами, вне зависимости от бренда и операционной системы.

Функциональные требования к информационным системам учета в резервуарах можно свести к следующему.

### Отображение данных о резервуарах в реальном времени

Оператор должен иметь полный непрерывный контроль над всеми работами в резервуарном парке. Уровни и изменения уровней должны отображаться без существенных задержек.

### Расчет объема и массы

ПО системы должно быстро и точно рассчитывать данные о запасах в резервуаре. Вычисления объема должны выполняться в соответствии со стандартами института API и прочими требованиями и порядками работы с жидкостями, хранящимися в резервуарах. ПО должно быть в состоянии работать с различными видами градуировочных таблиц с большим количеством значений.

### Работа с лабораторными данными продукта

Важно использовать такие лабораторные данные образцов продукта, как плотность и содержание воды. ПО должно поддерживать использование таких данных либо через прямой ввод из лабораторных систем, либо вручную.

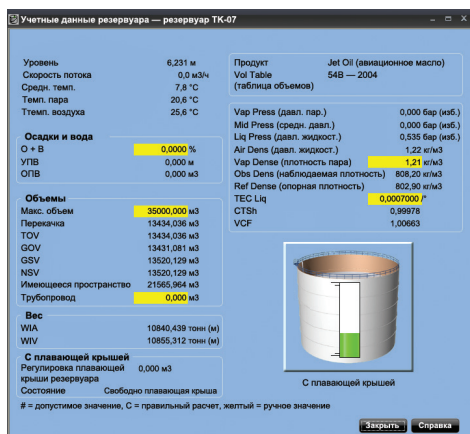
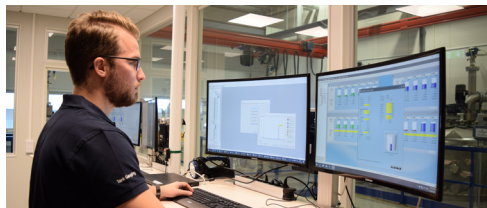


Рис. 9.10. Информационное окно резервуара на рабочей станции оператора.

### Отчетность

Хранимые жидкости обычно имеют высокую стоимость и требуют точного учета с требуемой частотой. Отчеты должны отвечать требованиям пользователя и предоставляться в нужное время. Примеры отчетов. Отчет о состоянии запасов и их движении, посменный отчет и журнал событий.

Отчеты можно хранить, распечатывать и отправлять по электронной почте или же в другое ПО через OPC или другие сетевые устройства.



### Обработка аварийных сигналов

Измерение уровней является основным способом упреждения переливов. Человеко-машинный интерфейс должен оповещать оператора в случае достижения аварийных значений. Требуется задание как установленных, так и настраиваемых значений. Оповещения должны быть хорошо заметными и громкими, а также распространяться по всей сети парка, а если требуется, то и по электронной почте и на мобильные телефоны. Оповещения и их подтверждения также должны заноситься в журналы, после чего храниться и заноситься в отчеты.

### Архивные данные

Операторы должны иметь доступ к архивным данным для проверки и просмотра событий. Данные должны отображаться в числовом и графическом представлении.

### Встраивание и слияние

Прямые и вторичные данные резервуаров передаются с помощью внедрения и связывания с другим офисным и корпоративным ПО.

### Пользовательское управление

ПО управления системой учета в резервуарах требует грамотного пользовательского управления. В целях безопасности в системе необходимо обеспечить вход и выход пользователя, установить пользовательские права, регистрацию событий в журнале, а также подтверждение предупреждающих сигналов.



Рис. 9.11. Для проверки данных системы учета в резервуарах можно использовать планшетные компьютеры.

### **Возможности подключения к другим системам**

Помимо передачи данных между сервером и клиентами системы учета в резервуарах, данные резервуаров должны легко передаваться в системы верхнего уровня. Передача данных через встроенный веб-сервер системы позволит доставлять данные клиентам в сети предприятия и за ее пределами.

Другое преимущество такой системы связи — подключение к старым системам учета в резервуарах. На большом предприятии, таком как перерабатывающий завод, могут присутствовать различные уровнемеры разных производителей. ПО системы должно позволять связываться с такими системами, управлять ими и включать их данные в работу всего резервуарного парка.

### **Конфигурация, выявление и устранение неполадок**

ПО системы учета зачастую оказывается средством конфигурации, установки, а также выявления и устранения неполадок во всей системе учета в резервуарах. Оно должно быть разработано так, чтобы инженеры или операторы на местах могли настраивать каждую систему. Выявление и устранение неполадок в идеале производится удаленно из комнаты управления, без лишней необходимости отправки обслуживающего персонала на резервуар. Для этого в правильном ПО системы учета встроены автоматические средства конфигурации и обслуживания типа «мастер».



# 10

## Защита от перелива

Тема	Стр.
10.1	Возможные риски _____ 64
10.1.1	Вероятность _____ 64
10.1.2	Последствия _____ 64
10.2	Преимущества _____ 65
10.3	Отраслевые стандарты _____ 65
10.3.1	API 2350 _____ 66
10.3.2	IEC 61511 _____ 66
10.4	Современная защита от перелива _____ 67
10.4.1	Ключевые элементы _____ 67
10.4.2	Традиционный подход _____ 67
10.4.3	Современный подход _____ 68
10.4.4	Технология измерения уровня «два в одном» _____ 69
10.4.5	Контрольная проверка функционирования системы защиты от переливов _____ 70

## 10. Защита от перелива

Долгое время перелив в резервуаре был одной из основных причин несчастных случаев при хранении жидкостей, однако перелив — не случайное явление. Его можно предугадать и предупредить. В данной главе приводятся сведения о мерах по предупреждению перелива в резервуаре, а также описывается современное оборудование, которое может снизить вероятность возникновения перелива до нуля. Более подробно с темой можно ознакомиться в Справочном руководстве инженера по защите от перелива (ISBN 9789198277906).

### 10.1 Возможные риски

Риск имеет две составляющие: вероятность и последствия. Обе составляющие очень важны в случае с переливом по сравнению с прочими возможными рисками для резервуарного парка.

#### 10.1.1 Вероятность

По статистике, один перелив приходится на 3300 наполнений (по данным независимой страховой компании [Marsh and McLennan Companies, 2011](#)).

#### 10.1.2 Последствия

В данном разделе приводятся сведения о возможных последствиях перелива резервуара. Приводятся конкретные примеры.

#### Ликвидация разлива

*Западный Массачусетс, США, 2005 г.*



*Рис. 10.2. Очистка разлива в Западном Массачусетсе.*

Малое предприятие с одним работником на рабочем месте, резервуар наполнялся через трубопровод. Рабочий решил отлучиться в соседний бар через дорогу, чтобы быстро пропустить стаканчик пива. И тут владелец бара замечает, что дизельное топливо бьет ключом из клапана резервуара. 23 000 галлонов дизельного топлива были выпущены во вторичную защитную оболочку резервуара, представлявшую собой земляную почву, огороженную стальными листами. 14 000 галлонов выпущенного топлива были откачаны при помощи передвижной вакуумной насосной установки, 9000 галлонов попали в почву и загрязнили подземные воды. Нефтяную пленку в 14 местных колодцах наблюдали в течение 2-х недель. Более 300 000 галлонов подземных вод было откачено из участка вокруг резервуара и закачано обратно после очистки. Общие потери составили 350 000 долл. США.



*Рис. 10.1. Материальный ущерб, вызванный происшествием в Бансфилде.*

#### Ранения, порча имущества, штрафы

*Нефтяной терминал Бансфилд, Великобритания, 2005 г.*

На резервуарном терминале оказался переполнен резервуар с плавающей крышей, что привело к разлиту большого количества бензина в окрестностях Лондона. Образовалось облако паров, которое воспламенилось, что привело к взрыву и пожару, продолжавшемуся пять дней. Основной причиной аварии стала повторяющаяся время от времени неисправность электромеханического сервоприводного уровнемера и нерабочее состояние контактно-механического уровнемера в независимой системе защиты от перелива.

### Банкротство

Пуэрто-Рико, США, 2009 г.

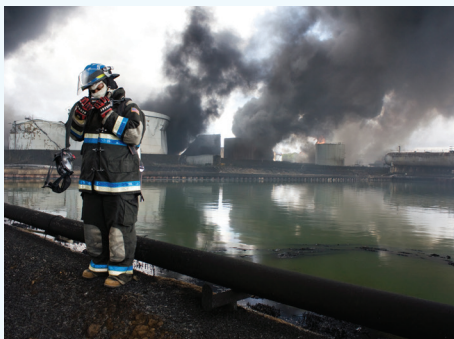


Рис. 10.3. Авария в Пуэрто-Рико в 2009 году.

Во время перекачки бензина с борта танкера в резервуарный терминал пять миллионов галлонов перелились из переполненного наземного резервуара и попали в траншею вторичной защитной оболочки, что привело к образованию облака паров, которое воспламенилось при контакте с открытым огнем на местном водоочистном сооружении. Возникло обширное горение, сила взрывной волны достигла 2,9 балла по шкале Рихтера. Более двух дней темные тучи из дыма и пепла висели в воздухе, нефтепродукты попали в почву и местные судоходные пути.

## 10.2 Преимущества

Применение современных средств защиты от перелива не только снижает риск аварии, но и уменьшает финансовые риски. Точно зная, что в заданный момент времени содержится в резервуаре, можно увеличить его заполняемость, а значит, и повысить эффективность его использования.

### Ключевые моменты современной защиты от перелива

- Сохранность жизни и здоровья
- Защита окружающей среды
- Защита имущества предприятия
- Выполнение нормативных требований

- Улучшение отношений с общественностью
- Ответственность перед обществом
- Увеличение эффективности предприятия
- Ограничение финансовых и юридических рисков

### Пример 10.1. Увеличение объема резервуарного терминала (пример)

В резервуарном терминале установлено 10 резервуаров, необходимо увеличить хранимый объем. На данное время рабочий уровень заполнения составляет 80 %. Согласно предварительному заключению, улучшение защиты от перелива стоимостью 15 000 долл. США на резервуар увеличит объем до 90 %. Итого при десяти резервуарах и 10-процентном увеличении объема получаем 150 000 долл. США за дополнительный объем в 10- резервуарах, равный объему целого резервуара. Для сравнения: стоимость нового резервуара превысила бы 1 млн долл. США.



Рис. 10.4. Сравнение двух вариантов инвестиций, каждый из которых дает объем, соответствующий одному новому резервуару.

## 10.3 Отраслевые стандарты

В последние годы в установлении основных причин перелива резервуара достигнуты значительные успехи, во многом благодаря увеличению доступности информации. Современная защита от перелива основана на понимании того, что риск можно снизить путем принятия ряда мер. Это было положено в основу двух мировых отраслевых стандартов для современной защиты от перелива: [IEC 61511](#) и [API 2350](#).

Стандарты IEC 61511 и API 2350 имеют разные области применения. Стандарт API 2350 направлен именно на резервуарное хранение жидкостей, в то время как IEC 61511 касается устройства электронных средств защиты как в обрабатывающей отрасли, так и в отрасли резервуарного хранения.

### 10.3.1 API 2350

Стандарт API 2350 касается защиты от перелива в резервуарах для хранения нефтепродуктов и дает всестороннее представление о современных способах защиты от перелива. Он включает как «программные» меры, то есть методики и документацию, так и «аппаратные», то есть оборудование и положение точек аварийных сигналов.

Стандарт требует, чтобы современные предприятия (определяемые как «категория 3») были оборудованы системами автоматического учета уровня (ATC), а также независимыми системами защиты от перелива (OPS). Стандарт API 2350 допускает использование как ручных систем защиты от перелива (MOPS), при которых предупреждение перелива требует вмешательства человека, как показано на рис. 10.5, так и автоматических систем защиты от перелива (AOPS), как показано на рис. 10.6. Предпочтительным является последний вариант. В случае использования автоматической системы AOPS рабочим требованием является соответствие устройства стандарту IEC 61511.

### 10.3.2 IEC 61511

IEC 61511: «Функциональная безопасность: автоматическая система безопасности для производства» является стандартом для автоматических систем безопасности (SIF; датчик, логика, привод), таких как AOPS. Надежность систем SIF оценивается в уровнях полноты безопасности (SIL) 0–4, каждая единица которого соответствует способности снижать риск, как показано в таблице 10.1.

Уровень эксплуатационной пригодности и безопасности (SIL)	Фактор сокращения минимального риска (RRF)
SIL 3	1000
SIL 2	100
SIL 1	10

Таблица 10.1. Обзор уровней эксплуатационной пригодности и безопасности и соответствующих факторов снижения риска.

Стандарт не описывает применение определенных уровней безопасности SIL. Требуемый уровень риска определяется оценкой риска для конкретного применения.

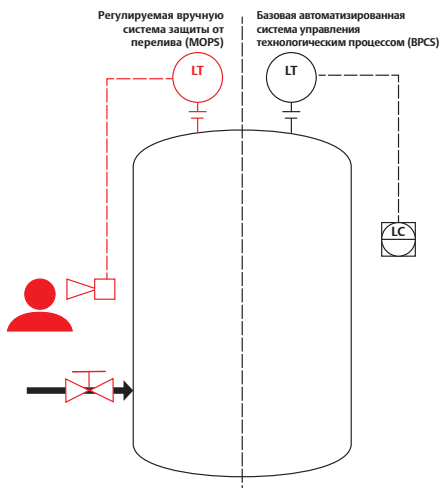


Рис. 10.5. Регулируемая вручную система защиты от перелива обычно состоит из датчика уровня (LT), подключенного к звуковсевой сигнализации, сообщающей о необходимости принять необходимые меры, например закрыть клапан.

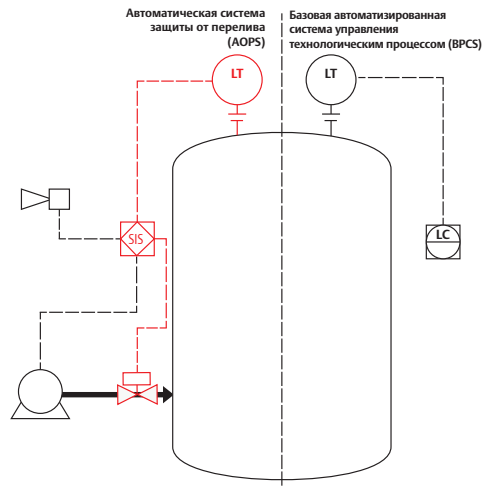


Рис. 10.6. Автоматическая система защиты от перелива обычно состоит из датчика уровня (LT), логического устройства и привода, который автоматически закрывает клапан, чтобы предотвратить перелив. Логическая часть также может выполнять важнейшие задачи, такие как выключение насоса и оповещение через звуковсевую сигнализацию.

## 10.4 Современная защита от перелива

Современная защита от перелива основана на понимании того, что снижение риска перелива складывается из множества мер, а не только из оборудования, именуемого системой защиты от перелива.

### 10.4.1 Ключевые элементы

Современная защита от перелива включает следующие ключевые элементы:

- проведение оценки риска;
- последующие меры, документированные для систем защиты от перелива;
- обучение;
- использование соответствующего оборудования;
- фиксированные точки аварийных сигналов;
- соответствующий порядок сдачи в эксплуатацию, приемочные испытания на площадке (SAT);
- регулярное обслуживание и проверочные испытания;
- управление изменениями.

Принята следующая точка зрения: целесообразно использовать несколько независимых уровней защиты от аварийного состояния, то есть «не класть все яйца в одну корзину». Обычные уровни защиты от перелива представлены на рис. 10.7.

Одним из самых недооцененных аспектов защиты от перелива является автоматическая система учета и измерения уровня. Это основной независимый уровень защиты, который непрерывно предупреждает переливы. Если система АТГ работает исправно, прочие уровни защиты не потребуются. Таким образом, можно утверждать, что это самый важный уровень защиты, а значит, ему следует уделять особое внимание. Например, если система АТГ использует ненадежный механический измеритель уровня, то это не просто неудобно для работы, но и представляет угрозу безопасности.

### 10.4.2 Традиционный подход

В прошлом системы защиты от перелива основывались на принципе номинального значения уровня. Оборудование зачастую устанавливалось в соответствии с несовершенными нормативами, со всеми вытекающими последствиями. Капитальные затраты снижались, но обслуживанию и проверкам не уделялось должного внимания.

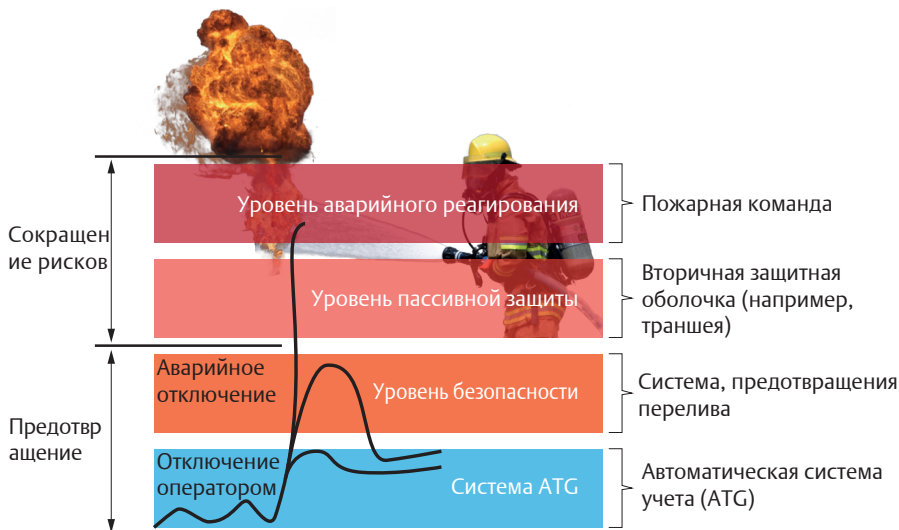


Рис. 10.7. Обычные независимые уровни защиты для снижения вероятности перелива.

## 10. Защита от перелива

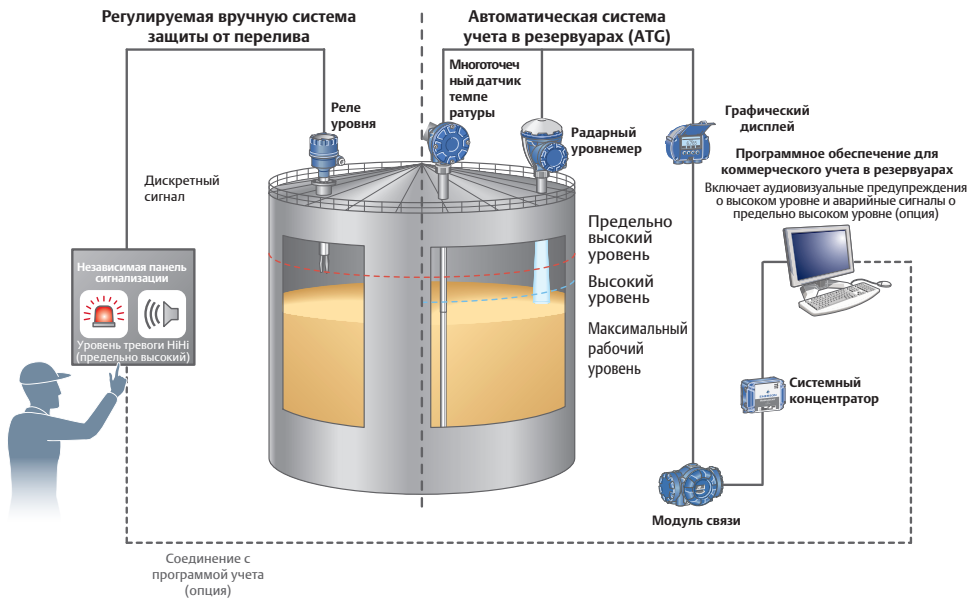


Рис. 10.8. Традиционный (устаревший) подход к защите от перелива: ручная система, основанная на номинальных измерениях уровня.

### 10.4.3 Современный подход

Отрасль стремительно движется вперед, современный подход основан на автоматических системах защиты от перелива (AOPS) с непрерывным измерением уровня. Это дает экономию средств и снижение риска.

- Человек изначально ненадежен. Вероятность возникновения перелива может быть снижена при применении автоматических систем защиты от перелива.
- Трудно определить, работает ли сигнализатор предельного уровня правильно, поэтому необходимы регулярные контрольные проверки.
- Сигнализация отклонения между датчиками уровня OPS и АТГ может быть использована для проверки исправности обеих систем.
- Один уровнемер, непрерывного принципа действия может быть использован для нескольких сигналов оповещения, таких как предельный высокий, высокий, низкий, предельный низкий. Один подобный уровнемер легко заменяет собой 4 отдельных сигнализатора предельного уровня.
- Непрерывные измерения уровня позволяют настраивать систему оповещения.
- В действительности одинаковые датчики уровня часто используются в системах как предотвращения переливов (OPS), так и автоматического измерения уровня (АТГ), как показано на рис. 10.9. Такой подход является предпочтительным, потому что:
  - Датчик уровня OPS может работать в качестве резервного в случае отказа системы АТГ, таким образом снижая время простоя.
  - Снижается потребность в инструментах настройки для определенного устройства, а также в обучении.
  - Минимизируется количество необходимых запчастей.
- Вопреки бытующим представлениям, ни стандарт API 2350, ни стандарт IEC 61511 не требуют использования разных технологий для систем OPS и АТГ (для целей разнообразия технологий).

Что можно выбрать лучше и для датчика уровня OPS?

## 10. Защита от перелива

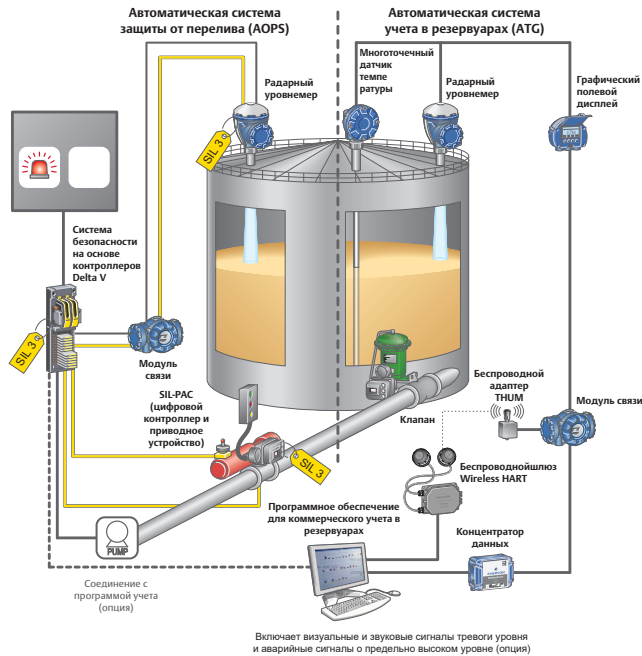


Рис. 10.9. Пример современного подхода: автоматическая система защиты от перелива, основанная на непрерывных измерениях радарным уровнемером.

### 10.4.4 Технология измерения уровня «два в одном»

Установка независимого датчика уровня OPS иногда физически представляется невозможной из-за цены, особенно если это требует дополнительной измерительной трубы на плавающей крыше резервуара. Таким образом, новейшим достижением в измерении уровня является технология «два в одном», как показано на рис. 10.10.



Рис. 10.10. Радарный уровнемер «два в одном».

Радарные уровнемеры типа «два в одном» могут быть использованы одновременно для измерения уровня в системе ATG и в отдельной системе OPS, как показано на рис. 10.11.

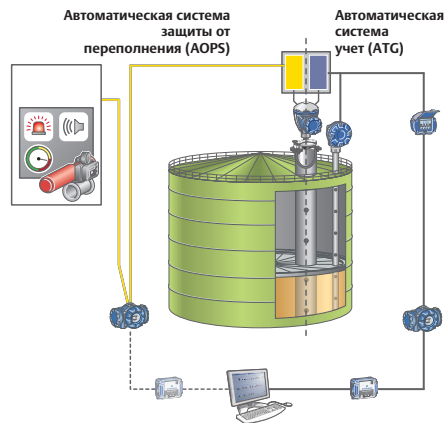


Рис. 10.11. Обзор системы с радарным уровнемером «два в одном».

Возможность применения радарных уровнемеров типа «два в одном» заключается в том, что антенна работает надежнее электроники. Антенна является неподвижной механической частью со средним временем наработки на отказ, приблизительно равным показателю самого резервуара. По этой причине радарный уровнемер прошел процедуру признания соответствия стандартам IEC 61511 и API 2350 со стороны независимых уполномоченных органов.

### 10.4.5 Контрольная проверка

Целью испытаний по контрольной проверки является выявление случайных отказов для подтверждения исправной работы введенного в эксплуатацию оборудования. Это является важнейшей мерой поддержания системы OPS в исправности. Поэтому такие проверки следует проводить регулярно. API 2350 устанавливает их периодичность равной один раз в 12 месяцев.

Традиционный подход «испытания ведром» проиллюстрирован на рис. 10.12. Такой способ требует посещения самого резервуара и доступа к датчику уровня, что потребует остановки работы резервуара. Такой способ может создать прямую угрозу безопасности рабочих, проводящих испытания, т. к. в этот момент резервуар остается открытым, а содержимое ведра может быть опасным.

Современные датчики непрерывных измерений позволяют запускать контрольную проверку удаленно

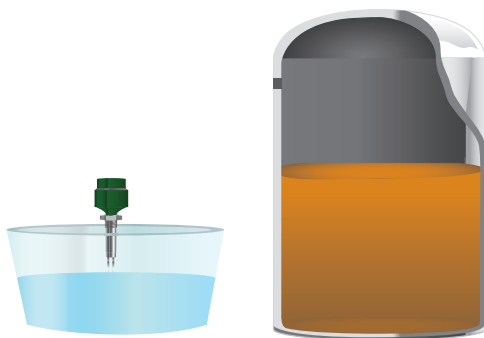


Рис. 10.12. Традиционный подход к проверочным испытаниям: испытание ведром.

из диспетчерской или с помощью блока дисплея в течение нескольких минут. При этом отчеты создаются автоматически, а время проверочного всегда можно увеличить. Это снижает трудоемкость испытаний и время простоя резервуара, но самое главное — снижает суммарный риск эксплуатации системы.



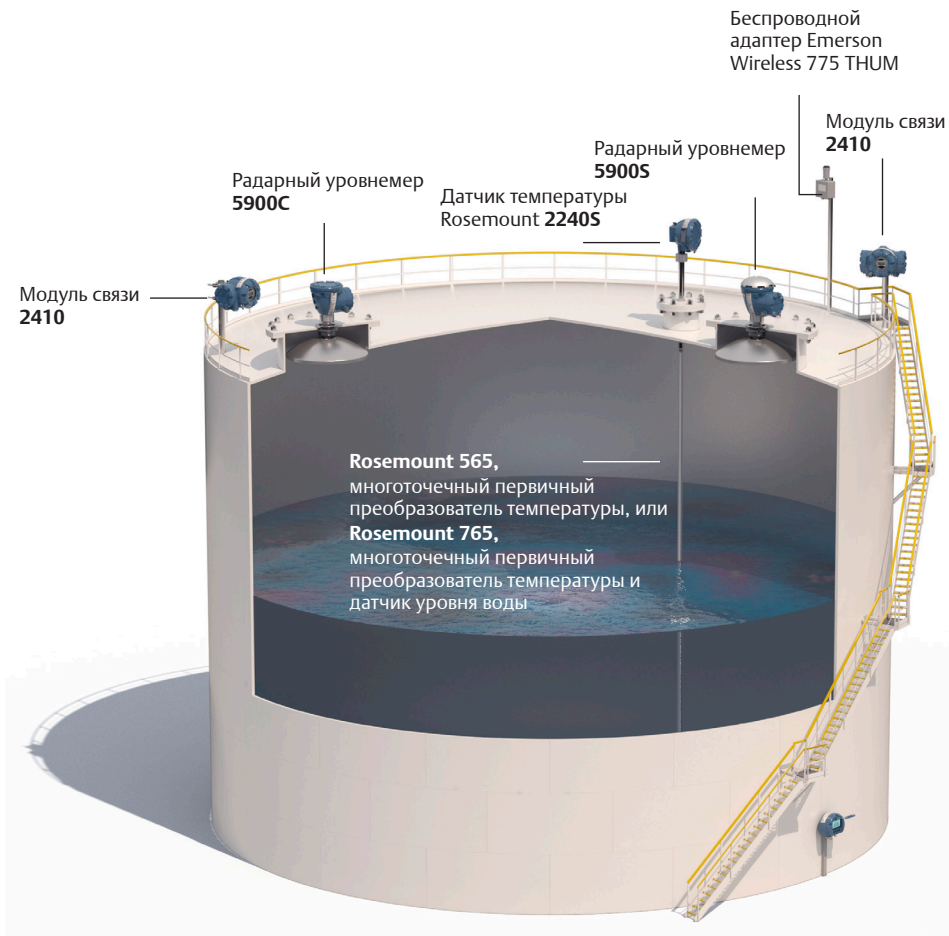


## Приложение. Типовые конфигурации для систем учета

Тема	Стр.
A.1	Виды резервуаров _____ 72
A.2	Беспроводная связь _____ 76
A.3	Эмульция _____ 78
A.4	Резервирование _____ 82
A.5	Защита от перелива _____ 83
A.6	Система учета в резервуарах Rosemount™ _____ 84



## Резервуар с неподвижной крышей



### Резервуар с плавающей крышей

Три уровнемера **5408** для контроля положения и угла наклона плавающей крыши

Датчик температуры  
**Rosemount 2240S**

В правой успокоительной трубе:  
Радарный уровнемер **5900S**

В левой успокоительной трубе:  
**Rosemount 565**, многоточечный первичный преобразователь температуры, или **Rosemount 765**, многоточечный первичный преобразователь температуры и датчик уровня воды

Модуль связи **2410**

Измерительный преобразователь давления **3051S**

Полевой графический дисплей **2230**

Три уровнемера радарного типа **5900S** для контроля положения и угла наклона плавающей крыши

В левой успокоительной трубе:  
**Rosemount 565**, многоточечный первичный преобразователь температуры, или **Rosemount 765**, многоточечный первичный преобразователь температуры и датчик уровня воды

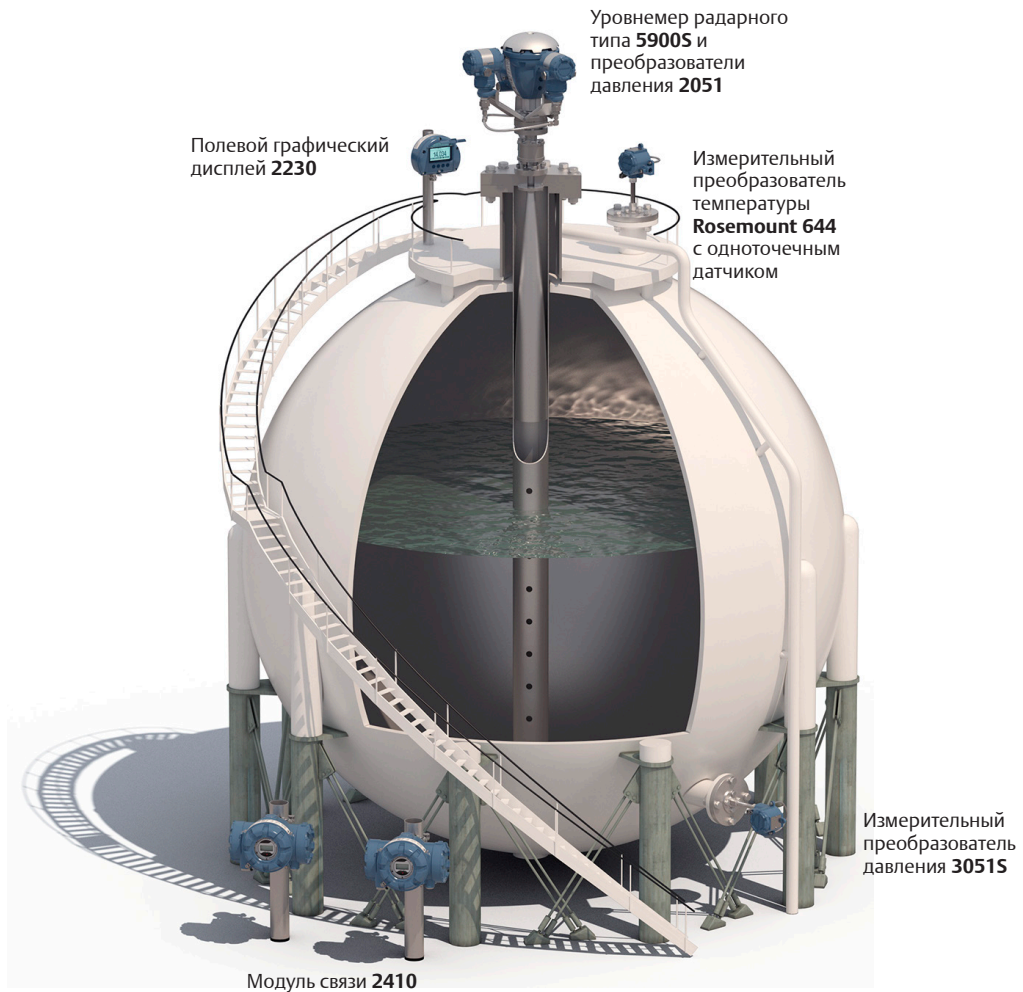
В правой успокоительной трубе:  
Радарный уровнемер **5900S**

Беспроводной адаптер  
**Emerson Wireless 775 THUM**

Модуль связи **2410**

Модуль связи **2410**

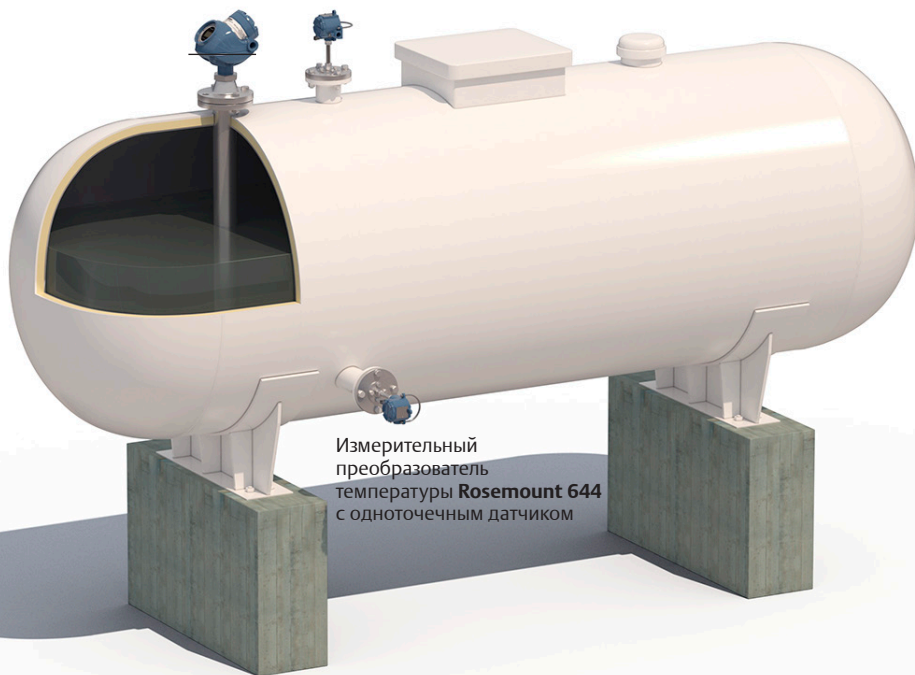
### Сферический резервуар под давлением



### Горизонтальный резервуар под давлением

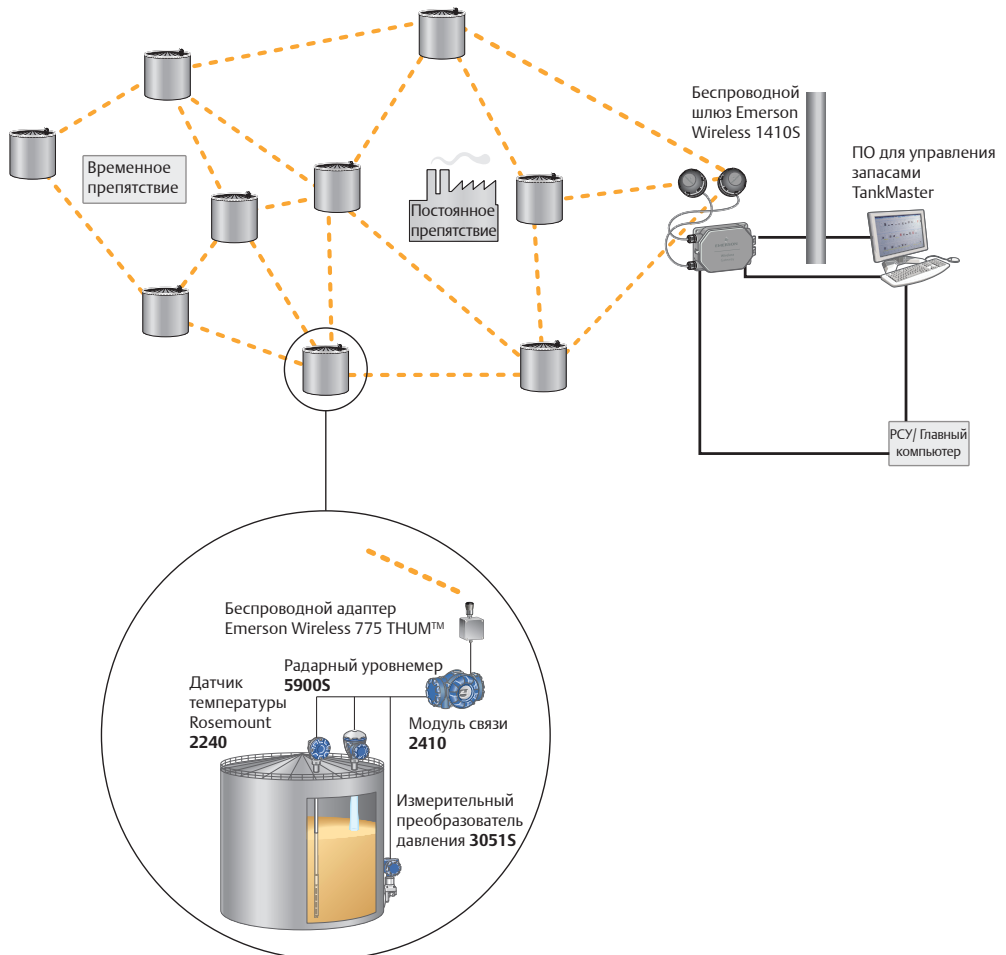
Волноводный  
радарный уровнемер  
**Rosemount 5300**

Измерительный преобразователь  
температуры **Rosemount 644** с  
одноточечным датчиком



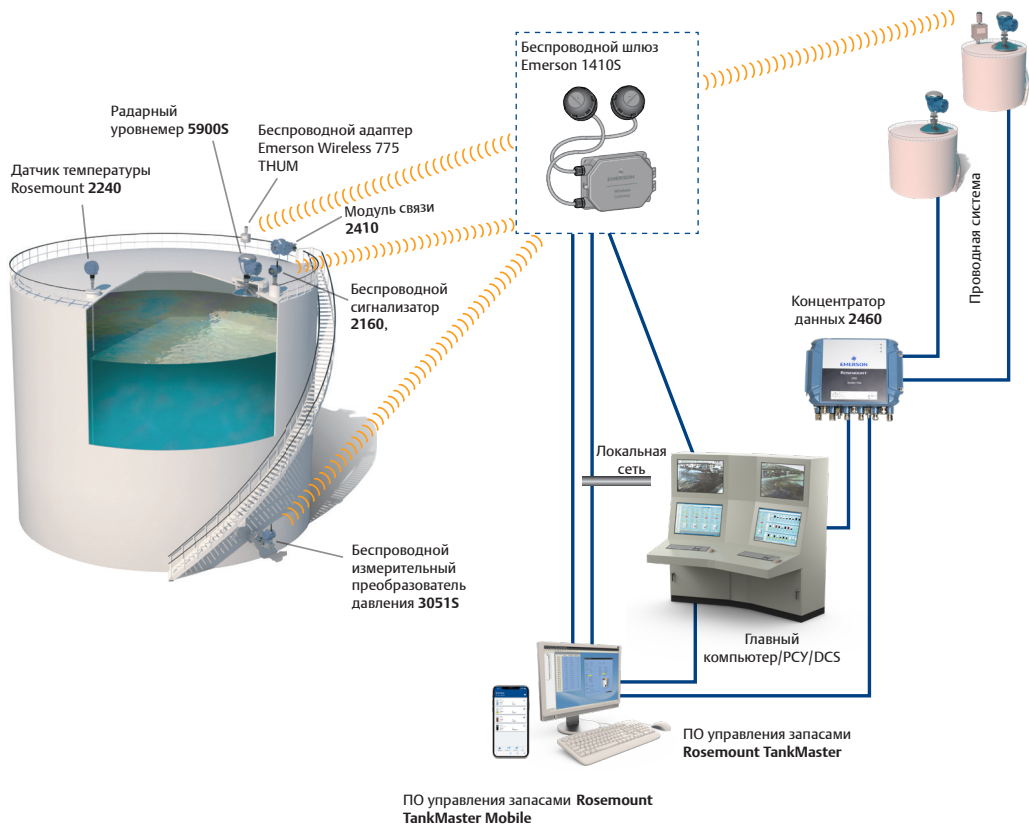
Измерительный  
преобразователь  
температуры **Rosemount 644**  
с одноточечным датчиком

## А.2 Беспроводная связь



Все беспроводные устройства взаимодействуют с главным компьютером через беспроводной шлюз. Система учета в резервуарах Rosemount может строиться с использованием проводных и беспроводных сетей.

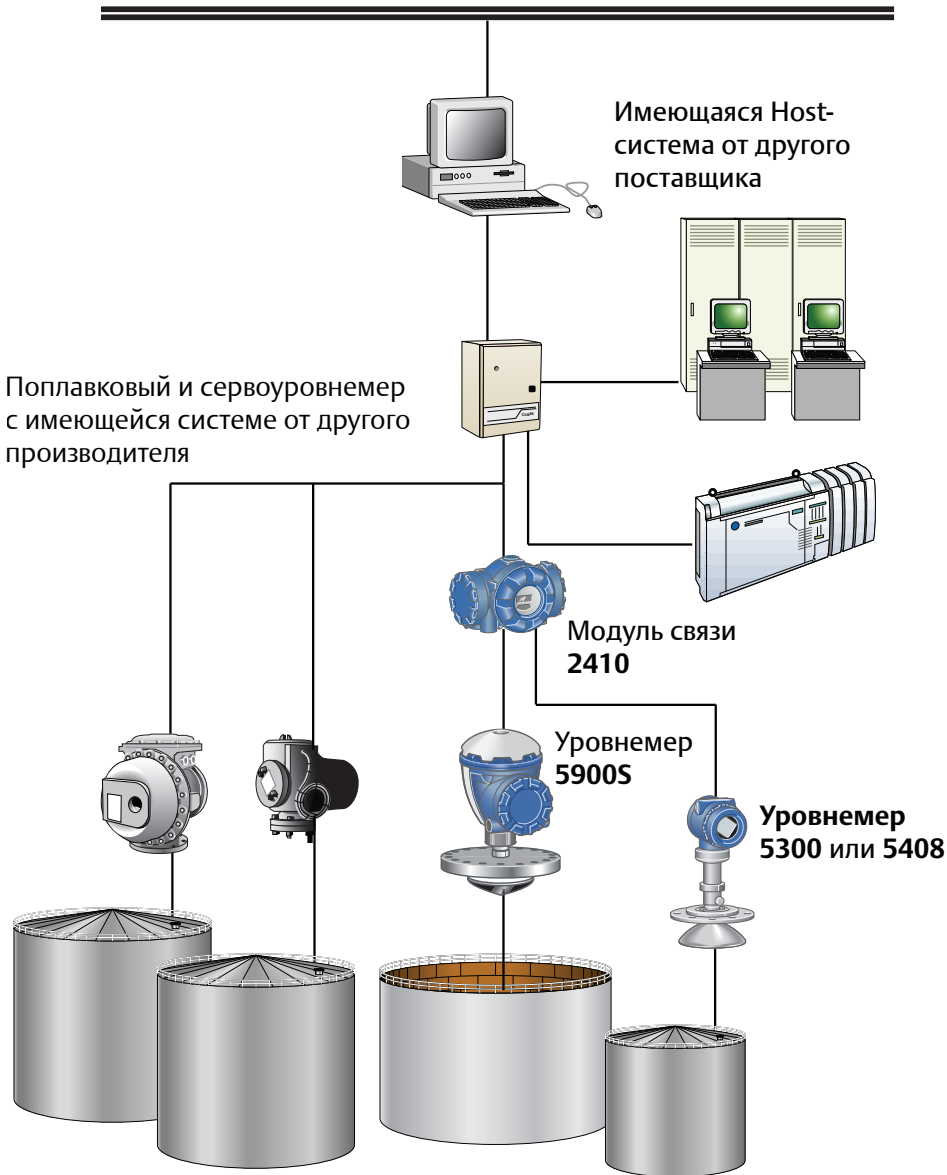
## Архитектура беспроводной системы



Беспроводное решение, разработанное специально для предприятий хранения жидкостей в резервуарах, обеспечивает максимальную безопасность и производительность.

### А.3 Эмуляция

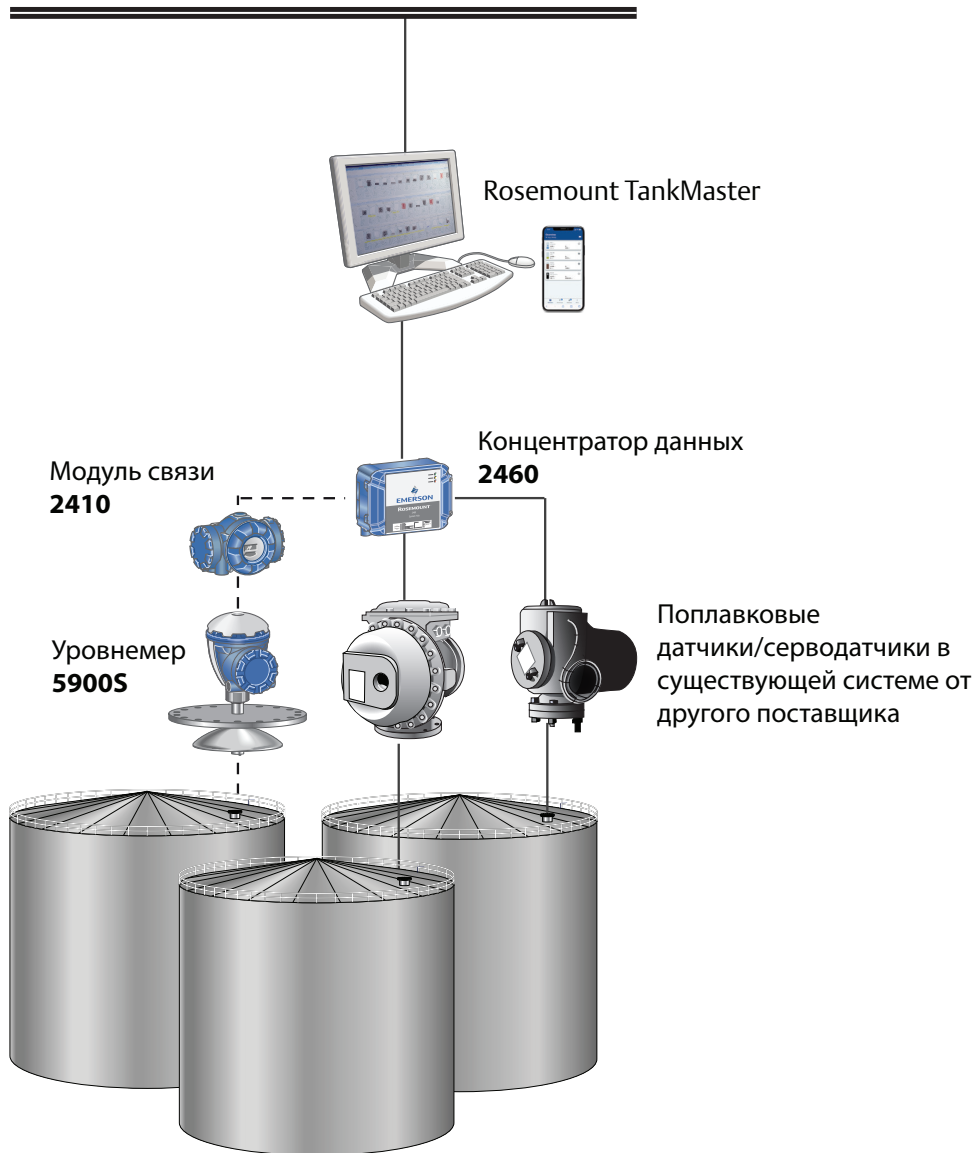
#### Эмуляция уровнемера



Устройство системы учета Rosemount позволяет беспрепятственно заменять уровнемер любого другого поставщика, вне зависимости от используемой технологии. Данные резервуара отображаются, как и ранее, в существующей системе управления запасами.



Замена системы управления резервуаром

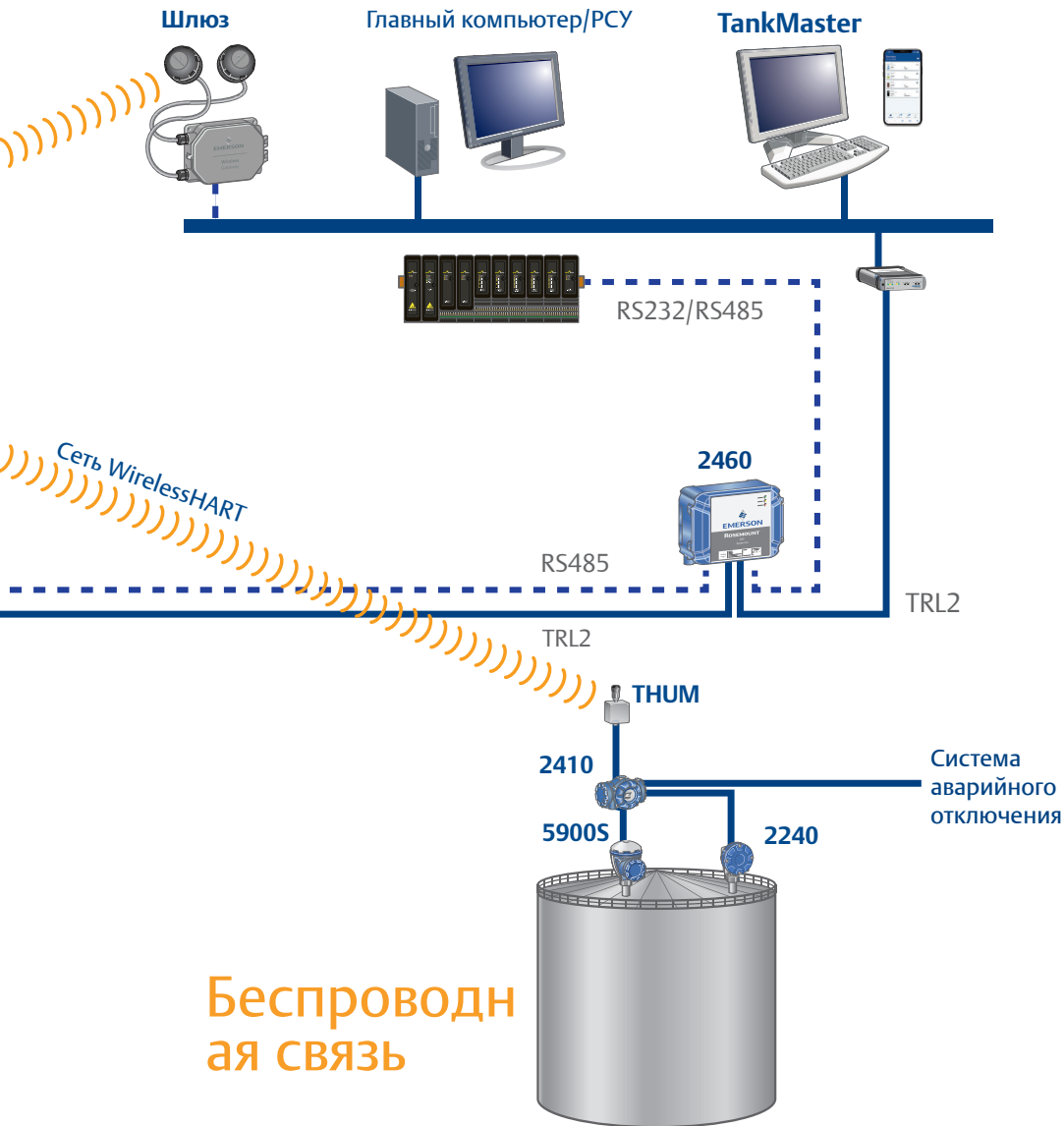


Замена программных средств наблюдения на ПО TankMaster.

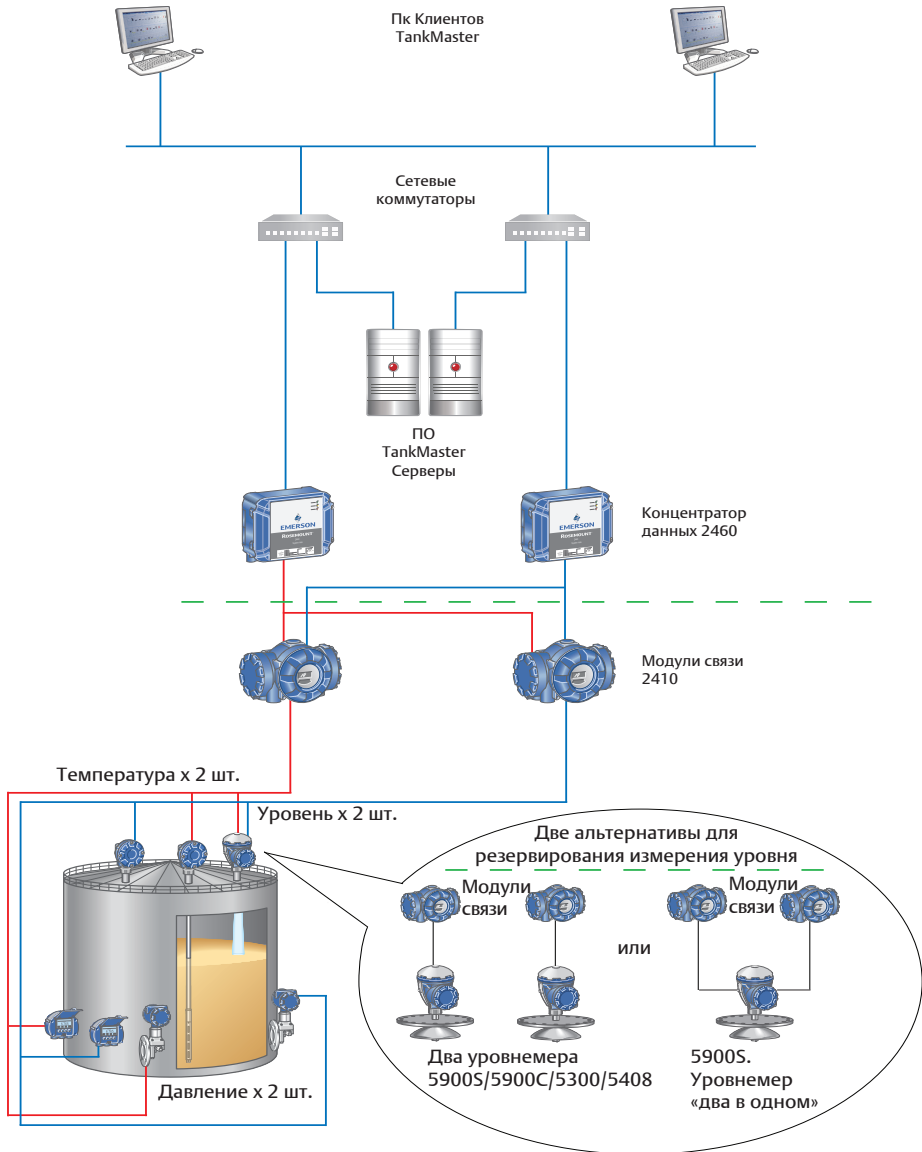
## Адаптирование старых систем



Применение беспроводной сети может помочь адаптировать старую систему магистральных шин. Таким образом, пользователь может получить дополнительный канал связи для измерений, настройки и проведения диагностики.

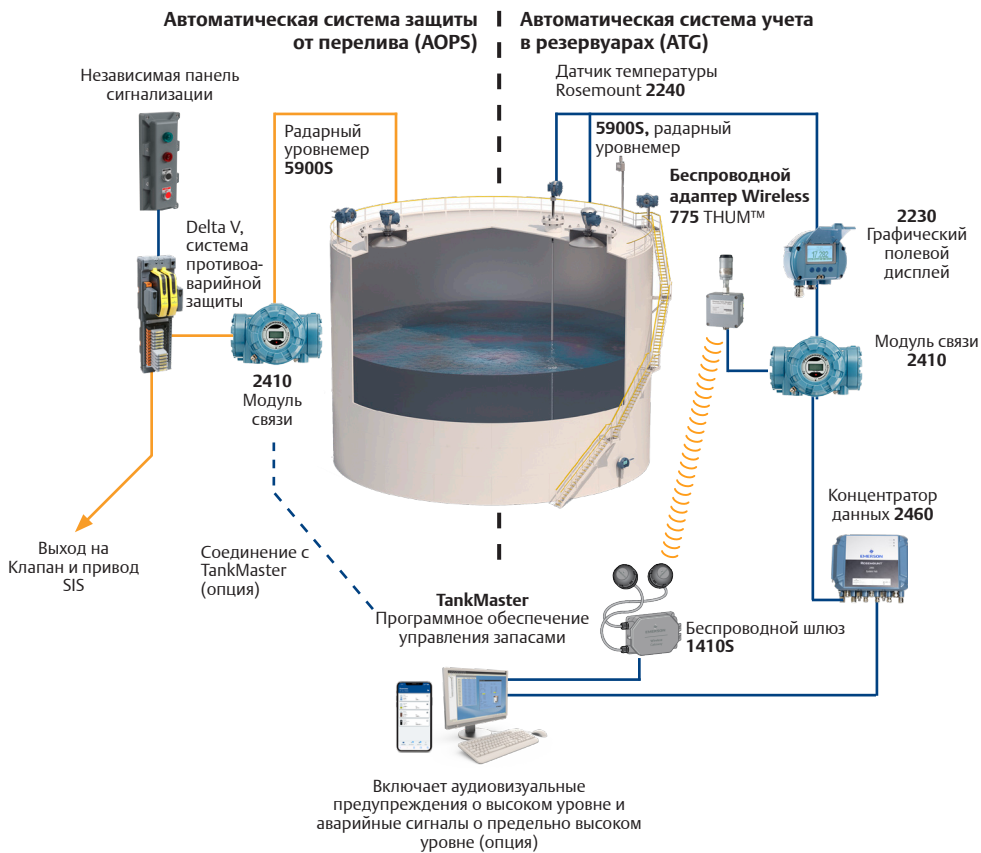


## А.4 Резервирование



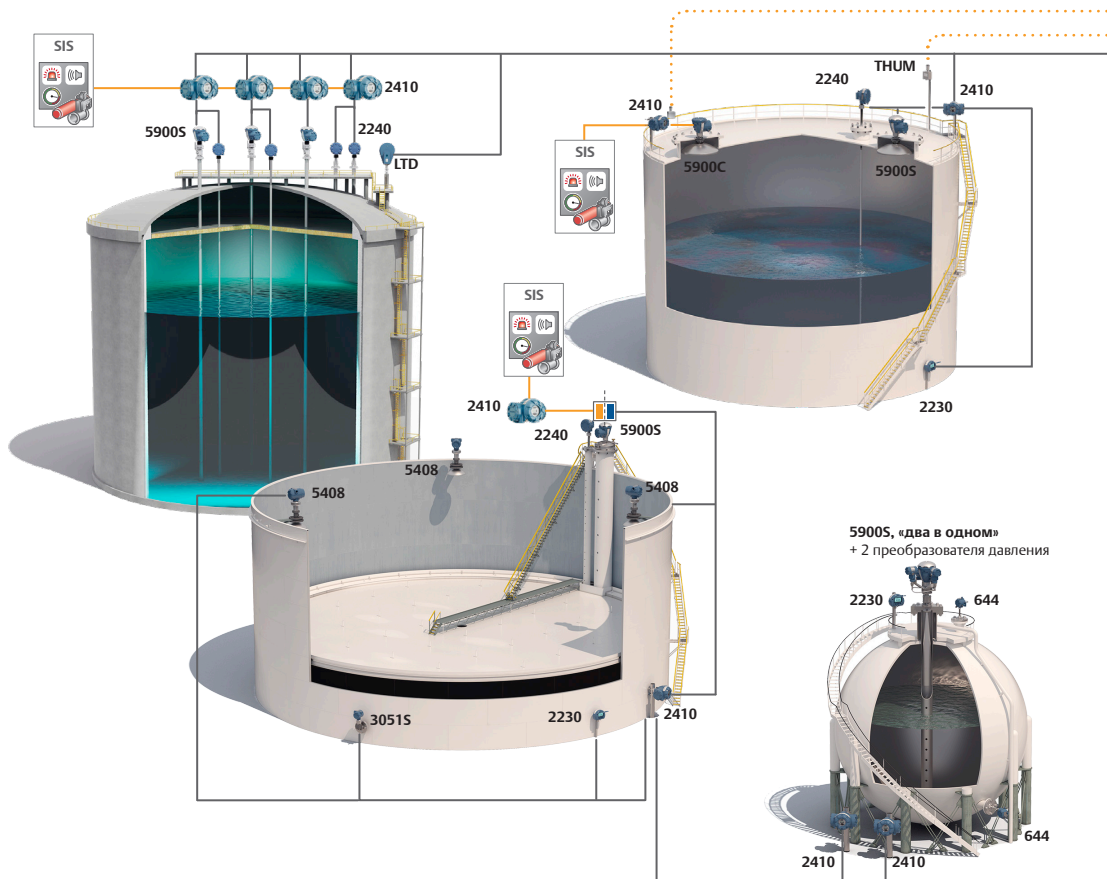
Полностью резервированная система учета с четырьмя уровнями резервирования. Резервирование устройств резервуара и резервирование полевых модулей связи, совмещенное с резервированными серверами данных и станциями управления.

## A.5 Защита от перелива



Пример современного подхода: автоматическая система защиты от перелива, основанная на непрерывных измерениях радарным уровнемером

A.6 Система учета в резервуарах Rosemount



Радарный уровнемер Rosemount 5900S

Решетка для успокоительной трубы

Рупорная

СНГ/СПГ

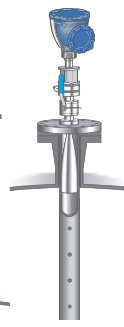
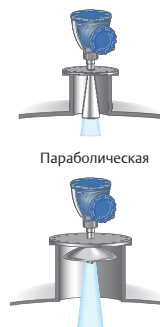
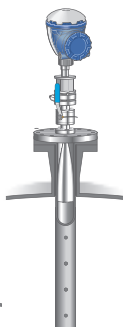
«два в одном»

Радарный уровнемер Rosemount 5900C

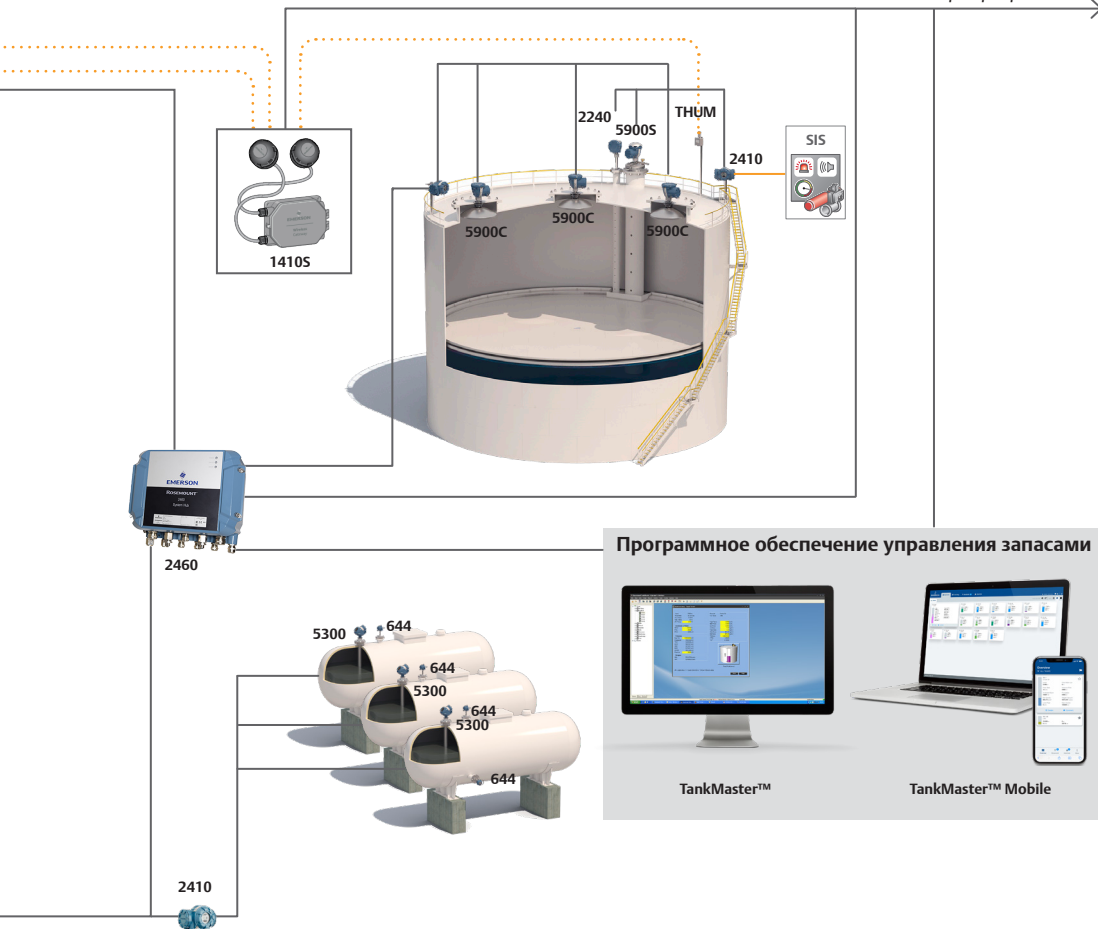
Решетка для успокоительной трубы

Коническая

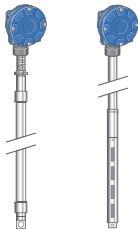
СНГ/СПГ



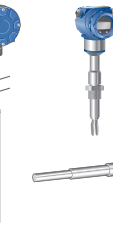
Альтернативное  
соединение с центр.  
системой/DCS/PLC/SCADA →



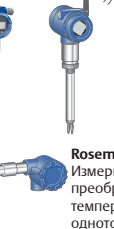
Датчик температуры  
**Rosemount 2240**



**Rosemount 565/566/614**  
Многоточечный датчик температуры



**Rosemount 765**  
Многоточечный датчик температуры и датчик уровня воды



**Rosemount 644**  
Измерительный преобразователь температуры с одноточечным датчиком



**2410**  
Модуль связи



**2140/2160**  
Сигнализатор уровня



**5408**  
Уровнемер



**3051S**  
Измерительный преобразователь давления



**5300**  
Уровнемер



**2460**  
Концентратор данных



**3308**  
Беспроводной уровнемер



**2230**  
Полевой графический дисплей



Беспроводной шлюз **1410S**



Беспроводной адаптер **Wireless 775 THUM™**









## Справочные материалы

Тема	Стр.
R.1	Использованная литература____88
R.2	Использованные изображения____89



# Список литературы

## R.1 Используемая литература

Американский институт нефти (1983) *Руководство по стандартам измерений в нефтяной промышленности*. Вашингтон, округ Колумбия.

Американский институт нефти (2012) *API 2350. Защита резервуаров хранения от перелива на нефтехранилищах, четвертое издание*. Вашингтон, округ Колумбия.

Международная электротехническая комиссия (2016) *IEC 61511-1. Функциональная безопасность: автоматическая система безопасности для перерабатывающей отрасли*

Международная организация по стандартизации (2002) *ISO 4266-4:2002. Нефть и жидкие нефтепродукты: измерение уровня и температуры в резервуарах при помощи автоматических систем*

Международная организация по стандартизации (2003) *ISO 15169:2003. Нефть и жидкие нефтепродукты: определение объема, плотности и массы углеводородов в вертикальных цилиндрических резервуарах при помощи гибридной системы измерения*

Группа компаний Marsh & McLennan (2011) *Аналитическая работа о технических рисках — 01, атмосферные резервуары хранения*. Великобритания

Organisation Internationale de Métrologie Légale (2008) *OIML R 85-1 & 2 — автоматические уровнемеры для измерения уровня жидкости в резервуарах длительного хранения*. Париж.

### R.2 Используемые изображения

**Рис. 1.4.** Фото предоставлено Center for Liquefied Natural Gas

**Рис. 1.6. Файл:** Caribbean Petroleum Corporation Disaster.Jpg — Wikimedia Commons. Commons.wikimedia.org. N.p., 2009. Веб-сайт 1 июля 2016 г.

**Рис. 2.2.** Фото предоставлено Kalibra.

**Рис. 10.1.** Файл: Buncefield.Jpg — Wikimedia Commons. Commons.wikimedia.org. N.p., 2003. Веб-сайт 1 июля 2016 г.

**Рис. 10.3.** Файл: FEMA — 42315 — Firefighter At The Puerto Rico Gas Fire.Jpg — Wikimedia Commons. Commons.wikimedia.org. N.p., 2009. Веб-сайт 5 июля 2016 г.

**Права на все прочие изображения** принадлежат Emerson © 2016



# Об авторах

## Леннарт Хэгг (Lennart Hägg)

### Бывший технический руководитель Rosemount Tank Gauging



Леннарт Хэгг является бывшим техническим руководителем предприятия Rosemount Tank Gauging компании Emerson в Гетеборге, Швеция. Получил звание магистра в области электронной техники на инженерном факультете (LTH) Лундского университета, работал с системами измерения уровня радарного типа в нефтяной сфере со времен внедрения технологии в 1980-х годах. Являлся членом комитета института API по вопросам стандартизации уровнемеров и представлял Швецию при создании стандарта ISO 4266 для измерения уровня и температуры в резервуарах хранения. Также работал в Международной организации законодательной метрологии OIML при разработке метрологических требований для уровнемеров.

## Йохан Сандберг (Johan Sandberg)

### Управляющий отдела коммерческого развития Rosemount Tank Gauging



Получил звание магистра в области электронной техники в технологическом Линчёпингском университете, Швеция. Работал научным сотрудником в научной лаборатории национальной обороны Швеции, в отделе исследования лазерной техники. Начинал карьеру с работы с высококачественной микроволновой системой учета в резервуарах в 1987 году в качестве инженера-системотехника в Saab Tank Control. Получив опыт работы с радарными системами учета в резервуарах, он переехал в США и продолжил работу в должности технического руководителя, ответственного за Северную Америку. К концу 1990-х годов Сандберг был назначен начальником управления правительственных работ в области систем учета в резервуарах в Хьюстоне, штат Техас. Сейчас он является управляющим отдела коммерческого развития с штаб-квартирой в Гетеборге, Швеция. За время работы Сандберг получил большой опыт в области систем учета в резервуарах и защиты от перелива на складах ГСМ и перерабатывающих предприятиях.

# Благодарность

Данное руководство стало итогом совместной работы сотрудников Emerson и пользователей со всего мира.

Мы благодарим всех экспертов Emerson в области систем учета в резервуарах, поделивших время написанию основ данной работы.

Хотим также поблагодарить всех неупомянутых пользователей оборудования Rosemount, принявших участие в нашей работе. Спасибо!



Что такое учет в резервуарах?

Технологии учета в резервуарах

Технические стандарты и сертификаты

Оценка массы и объема

Погрешность измерений

Измерение температуры

Сжиженные газы

Дополнительные датчики

Архитектура системы



Защита от перелива

Приложение. Типовые конфигурации  
для систем учета

Справочные материалы




## Emerson Automation Solutions

Россия, 115054, г. Москва,  
ул. Дубининская, 53, стр. 5



 +7 (499) 403-6-403  
 Info.Ru@Emerson.com

[www.emerson.ru/Automation](http://www.emerson.ru/Automation)



Азербайджан, AZ-1025, г. Баку  
Проспект Ходжалы, 37  
Demirchi Tower

 +994 (12) 498-2448  
 +994 (12) 498-2449  
 Info.Az@Emerson.com

Казахстан, 050060, г. Алматы  
ул. Ходжанова 79, этаж 4  
БЦ Аврора



 +7 (727) 356-12-00  
 +7 (727) 356-12-05  
 Info.Kz@Emerson.com

Украина, 04073, г. Киев  
Куреневский переулок, 12,  
строение А, офис А-302


 +38 (044) 4-929-929  
 +38 (044) 4-929-928  
 Info.Ua@Emerson.com

## Промышленная группа «Метран»

Россия, 454003, г. Челябинск,  
Новоградский проспект, 15

 +7 (351) 24-24-444  
 Info.Metran@Emerson.com

[www.metran.ru](http://www.metran.ru)

Технические консультации по выбору и применению  
продукции осуществляет Центр поддержки Заказчиков  
 +7 (351) 24-24-000

Актуальную информацию о наших контактах смотрите  
на сайте [www.emerson.ru/Automation](http://www.emerson.ru/Automation)

00805-0107-5100, ред. ВА 02/21



[Linkedin.com/company/Emerson-Automation-Solutions](https://www.linkedin.com/company/Emerson-Automation-Solutions)



[Twitter.com/EmersonRuCIS](https://twitter.com/EmersonRuCIS)



[Facebook.com/EmersonCIS](https://www.facebook.com/EmersonCIS)



[Youtube.com/user/EmersonRussia](https://www.youtube.com/user/EmersonRussia)

© 2021 Emerson. Все права защищены.

Положения и условия договора по продаже оборудования Emerson предоставляются по запросу. Логотип Emerson является товарным знаком и знаком обслуживания компании Emerson Electric Co. Rosemount является знаком одной из компаний группы компаний Emerson. Все остальные знаки являются собственностью соответствующих владельцев

**ROSEMOUNT™**



**EMERSON™**