

УТВЕРЖДАЮ



Генеральный директор
ЗАО КИП «МЦЭ»

А.В. Федоров

2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные для хранения жидких сред РГх

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МЦКЛ.0263.МП

Москва

СОДЕРЖАНИЕ

1 Нормативные ссылки	3
2 Операции поверки	4
3 Средства поверки	4
4 Требования к квалификации поверителей и требования к безопасности	5
5 Условия поверки	6
6 Подготовка к поверке	7
7 Проведение поверки	13
7.2 Проверка резервуара с применением уровнемера и мерников	13
7.3 Проверка резервуара с применением уровнемера и счетчика жидкости	15
8 Обработка результатов измерений	15
8.1 Обработка результатов измерений при проверке резервуара с применением мерников	15
8.2 Обработка результатов измерений при проверке резервуара с применением счётчика жидкости	18
8.3 Вычисление дозовой вместимости резервуара	19
8.4 Составление градуировочной таблицы	21
9 Оформление результатов поверки	21
ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Форма протокола поверки резервуара	23
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное) Форма журнала обработки результатов измерений при проверке объёмным методом	25
ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное) Форма титульного листа градуировочной таблицы и форма градуировочной таблицы	27

Настоящая методика поверки (далее – инструкция) распространяется на резервуары стальные горизонтальные для хранения жидких сред РГх (далее – резервуаров) номинальной вместимостью резервуара (секции, при наличии нескольких камер) от 1 до 100 м³ и устанавливает объем, порядок и методику первичной (при вводе в эксплуатацию и/или после ремонта) и периодической поверки.

Для резервуаров установлены динамический или статический методы поверки. Допускается комбинация динамического и статического объемного методов поверки.

Выбор метода поверки зависит от номинальной вместимости резервуара, наличия требуемых средств измерений, удобства и возможности выполнения измерений, а также экономической целесообразности.

Вместимость резервуара определяют путем непосредственных измерений уровня поверочной жидкости, поступившей в резервуар, с одновременными измерениями ее температуры и объема, соответствующих измеренному уровню жидкости.

При динамическом методе поверки, объем жидкости измеряют счетчиком жидкости, при статическом – мерниками.

Требования к погрешности измеряемых параметров при объемном методе приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Погрешность измеряемых параметров резервуаров при объемном методе поверки

Наименование	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема дозы жидкости при градуировке, %	±0,15
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня жидкости при градуировке, мм	±1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры жидкости, °С	±0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °С	±1,0
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давление жидкости избыточное, %	±0,4

При соблюдении указанных в таблице 1 пределов допускаемой погрешности измерений, погрешность определения вместимости резервуара при объемном методе ±0,3 %.

Интервал между поверками – пять лет.

1 Нормативные ссылки

В настоящей инструкции использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.477-82 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений уровня жидкости

ГОСТ Р.8.736 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от 1·10⁻⁹ до 50 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм

ГОСТ 12.0.004-90 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

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

ГОСТ 12.4.087-84 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Каски строительные. Технические условия

ГОСТ 12.4.131-83 Халаты женские. Технические условия

ГОСТ 12.4.132-83 Халаты мужские. Технические условия

ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тяго-напоромеры. Общие технические условия

ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб
ГОСТ 7502-98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия
ГОСТ 18481-81 Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия
ГОСТ 28498-90 Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ Р 51330.11-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам.

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяют в части, не затрагивающей эту ссылку.

2 Операции поверки

2.1 Поверку резервуаров осуществляют аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели.

2.2 Поверки резервуара проводят:

- первичную – после завершения строительства резервуара или капитального ремонта и проведения гидравлических испытаний резервуара перед вводом его в эксплуатацию;
- периодическую – по истечении срока межповерочного интервала;
- внеочередную – в случае изменения базовой высоты резервуара более чем на 0,1 % по 6.14.

2.3 При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 - Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики при поверке
Подготовка к поверке	6
Проведение поверки	7
Обработка результатов измерений при поверке	8
Оформление результатов поверки	9

3 Средства поверки

3.1 Средства измерений (эталоны):

– рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.477-82 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений уровня жидкости» - набор уровнемеров с диапазоном измерений от 0 до 4 м, с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 1 мм;

– рабочие эталоны единицы объема жидкости 2-го разряда по приказу Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 «Государственная поверочная схема средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» - мерники эталонные 2-го разряда номинальной вместимостью 2; 5; 10; 20; 50; 100; 200; 500; 1000 дм³, с основной погрешностью не более $\pm 0,1$ %;

– рабочий эталон единицы объема жидкости 2-го разряда по приказу Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 «Государственная поверочная схема средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» - установка поверочная (передвижная) с расходомером (далее — счетчик жидкости) с пределами допускаемой погрешности $\pm 0,15\%$;

– рулетка измерительная металлическая 2-го класса точности с грузом (далее — измерительная рулетка) по ГОСТ 7502;

– термометр с ценой деления шкалы $0,1^{\circ}\text{C}$ по ГОСТ 28498;

– термометр с ценой деления шкалы $0,5^{\circ}\text{C}$ по ГОСТ 28498;

– манометр класса точности 0,4 по ГОСТ 2405;

– ареометр с ценой деления шкалы $0,5 \text{ кг}/\text{м}^3$ по ГОСТ 18481;

– газоанализатор-течесискатель типа АНТ-2М по ТУ ДКТЦ 413441.102;

– секундомер 3-го класса точности с ценой деления шкалы 0,2 с по (5).

3.2 Вспомогательное оборудование:

– насос для подачи жидкости, снабженный линиями приема и подачи с кранами (вентилями), регулятором расхода (дросселем), фильтром и трехходовым краном;

3.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик резервуаров, с требуемой точностью.

3.4 Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть исправны, поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или знаки поверки, а эталоны — действующие свидетельства об аттестации.

4 Требования к квалификации поверителей и требования к безопасности

4.1 Поверку резервуара проводит физическое лицо, прошедшее курсы повышения квалификации и аттестованное в качестве поверителя и в области промышленной безопасности в порядке, установленном приказом Ростехнадзора от 29.01.2007 № 37.

4.1.1 Измерения величин при поверке резервуара проводит группа лиц, включая поверителя организации, указанной в 2.1, и не менее двух специалистов, прошедших курсы повышения квалификации, и других лиц (при необходимости), аттестованных в области промышленной безопасности в установленном в 4.1 порядке.

4.2 К поверке резервуара допускаются лица, изучившие техническую документацию на резервуар и его конструкцию, средства поверки резервуара и прошедшие обучение по 4.1 и инструктаж по безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004.

4.3 Лица, выполняющие измерения при поверке резервуара, должны быть одеты в спецодежду:

– женщины — в халат по ГОСТ 12.4.131;

– мужчины — в халат по ГОСТ 12.4.132.

4.3.1 Лица, выполняющие измерения должны быть в строительной каске по ГОСТ 12.4.087.

4.4 Перед началом поверки резервуара проверяют:

– исправность лестниц и перил резервуара;

– исправность заземления резервуара, насоса и поверочной установки.

4.5 Избыточное давление внутри резервуара должно быть равно нулю.

4.6 Уровень поверочной жидкости и базовую высоту резервуара измеряют через измерительный люк или измерительную трубу. После измерений крышку измерительного люка или измерительной трубы плотно закрывают.

4.7 Электрооборудование (СИ и вспомогательное оборудование, применяемое при поверке) должно быть во взрывозащищённом исполнении по ГОСТ Р 51330.11-99 и

предназначены для эксплуатации на открытом воздухе. Данное требование по взрывозащищённости не распространяется на средства поверки, если в качестве поверочной жидкости применяют воду.

4.8 Содержание вредных паров и газов в воздухе вблизи или внутри¹ резервуара в рабочей зоне на высоте 2000 мм не должно превышать санитарных норм, установленных ГОСТ 12.1.005.

4.9 Для освещения в темное время суток применяют светильники во взрывозащищенном исполнении.

5 Условия поверки

5.1 Резервуар должен быть установлен на твёрдом, не изменяющем своё положение, фундаменте. При заглубленной установке исключают возможность попадания в прямоток грунтовых вод.

5.2 При проведении поверки, кроме того, соблюдают следующие условия:

- температура окружающего воздуха и поверочной жидкости (20+15) °С.
- изменение температуры поверочной жидкости в резервуаре и счетчике жидкости за время поверки не должно превышать:

2 °С — при применении в качестве поверочной жидкости воды;

0,5 °С — при применении в качестве поверочной жидкости светлых нефтепродуктов (кроме бензина).

П р и м е ч а н и я:

1 Температура окружающего воздуха от минус 15 °С до плюс 35 °С (только при применении установки).

2 Допускается нижний предел температуры поверочной жидкости плюс 2 °С — при применении дизельного топлива и воды (только при применении установки).

5.3 При невыполнении требований к изменению температуры в счётчике жидкости, вводят температурные поправки на объём, измеренный через каждое изменение температуры поверочной жидкости в резервуаре на 2 °С и 0,5 °С.

5.4 При применении мерников выбирают их таким образом, чтобы можно было получить дозы жидкости в объемах, достаточных для подъема уровня поверочной жидкости в резервуаре на от 10 до 30 мм.

5.5 При применении счетчика жидкости поверочная жидкость должна соответствовать следующим требованиям:

- вязкость поверочной жидкости должна находиться в пределах поверенного диапазона измерений счетчика жидкости;
- рабочий диапазон расхода поверочной жидкости должен находиться в пределах поверенного диапазона измерений счетчика жидкости. В случае изменения диапазона измерений для счетчика жидкости с импульсным выходным сигналом применяют соответствующий новому диапазону коэффициент преобразования счетчика жидкости.

5.6 Исключают возможность попадания воздуха в измерительную систему, собранную для поверки резервуара, после наполнения ее поверочной жидкостью.

5.7 Процесс определения вместимости резервуара при его поверке должен идти непрерывно (без перерывов, приводящих к изменению объема и уровня жидкости в резервуаре), начиная с уровня, равного нулю, до предельного уровня или уровня определенной дозы.

¹ Если проводят измерения внутренних параметров резервуара

5.8 Скорость наполнения резервуара в процессе поверки не должна превышать 0,3 мм/с. Базовую высоту резервуара и уровня поверочной жидкости в резервуаре при объемном методе поверки измеряют через измерительный люк в точке, расположенной на плоскости, проходящей через верхнюю образующую и продольную ось резервуара, или через измерительную трубу.

6 Подготовка к поверке

Перед проведением поверки должны быть проведены следующие подготовительные работы:

6.1 Проверяют на месте соответствие конструкции и внутренних деталей резервуара технической документации на него.

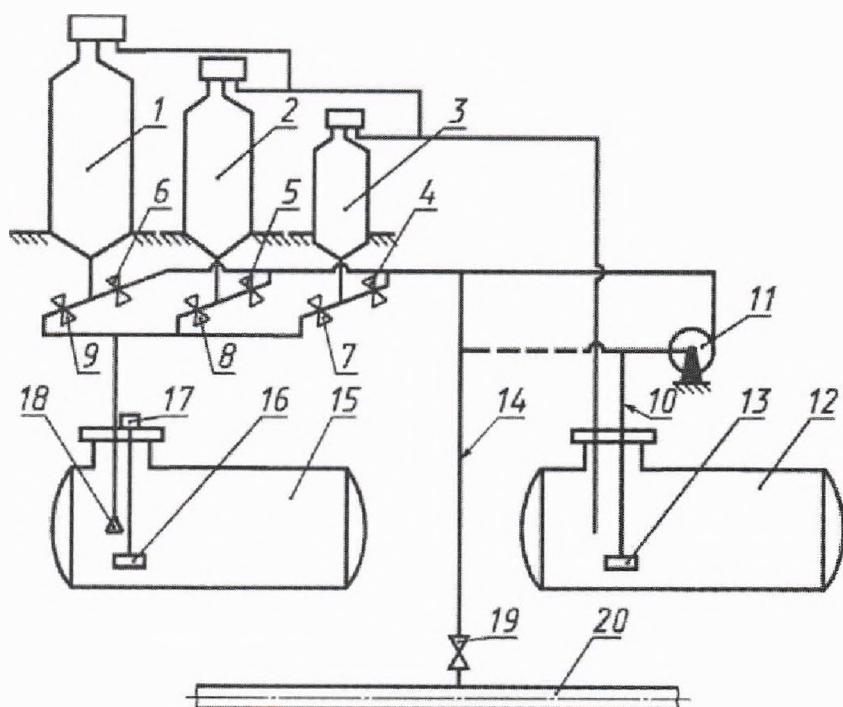
6.2 Проверяют состояние наружной поверхности стенки резервуара (на отсутствие деформаций стенки, загрязнений, брызг металлов, наплывов, заусенцев; на наличие необходимых арматуры и оборудования; исправность лестниц и перил) для возможности проведения наружных измерений.

6.3 Проверяют состояние фундамента резервуара.

6.4 Проверяют комплектность и работоспособность средств поверки.

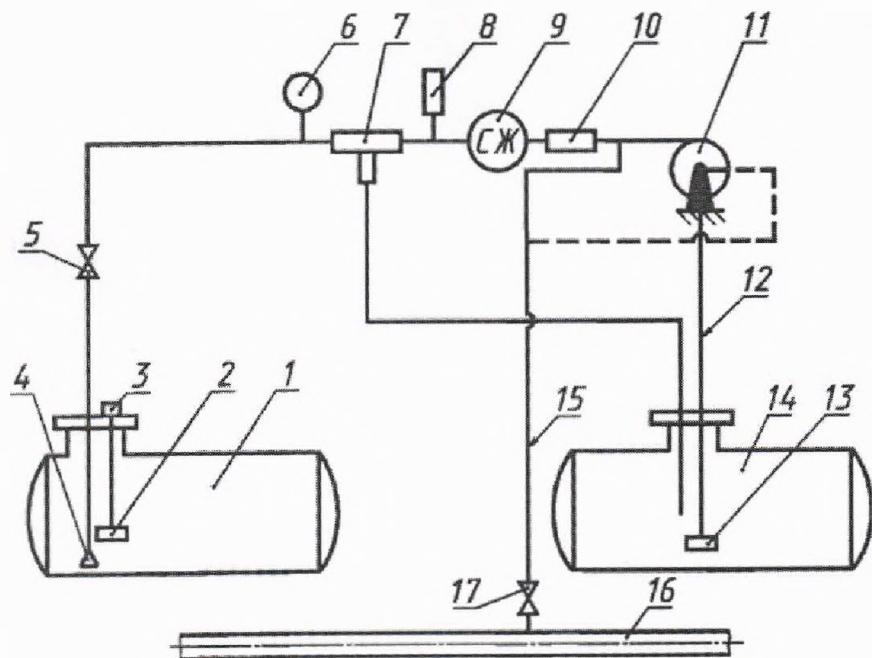
6.5 Резервуар полностью опорожняют и защищают от остатков хранившейся жидкости.

6.6 Проводят сборку измерительной системы (по схемам, приведенным на рисунках 1 и 2).



1, 2, 3 — мерники; 4, 5, 6 — вентили наполнения; 7, 8, 9 — вентили опорожнения; 10 — насосы; 11 — насос; 12 — приемный резервуар; 13 — фильтр; 14 — линия технологической обвязки; 15 — поверяемый резервуар; 16 — поплавок уровнемера; 17 — уровнемер; 18 — расширитель струи; 19 — вентиль обвязки; 20 — технологический трубопровод (водопровод)

Рисунок 1 – Измерительная система для поверки резервуара с применением уровнемера и мерников



1 — поверочный резервуар; 2 — поплавок уровнямера; 3 — уровнямер; 4 — расширитель струи; 5, 17 — вентили; 6 — манометр; 7 — трехходовой кран; 8 — термометр (измеритель температуры); 9 — снегозадувщик; 10 — дроссель; 11 — насос; 12 — всасывающая линия насоса; 13 — фильтр; 14 — приемный резервуар; 15 — ящики технологической обвязки; 16 — технологические трубопроводы (водопровод)

Рисунок 2 – Измерительная система для поверки резервуара с применением уровнемера и счётчика жидкости

6.7 Устанавливают уровень на горловине резервуара.

6.8 Опускают шланг с расширителем струи внутрь резервуара. При этом нижний торец расширителя струи 18 (рисунок 1) и 4 (рисунок 2) должен находиться выше нижней образующей резервуара на 2 см.

6.9 При применении мерников мерники 1, 2, 3 (рисунок 1) устанавливают в вертикальное положение над горловиной поверяемого резервуара и контролируют их вертикальность при помощи уровня.

6.10 Проверочную жидкость при поверке резервуара подают в мерники или счетчик жидкости следующими способами (рисунки 1 и 2):

- а) из приемного резервуара с помощью насоса;
 - б) из технологического (при применении нефтепродуктов) трубопровода или
трубы (при применении воды) с помощью насоса или без него.

6.11 Наполняют измерительную систему поверочной жидкостью, удаляют из нее воздух и испытывают ее на герметичность под рабочим давлением. При этом вентили 4 - 9(рисунок 1), 5 (рисунок 2) закрывают и трехходовой кран 7 переводят в положение «Измерение».

Измерительную систему считают герметичной, если по истечении 15 мин после наполнения ее поверочной жидкостью и создания рабочего давления при визуальном осмотре не обнаруживают в местах соединений уплотнений и на поверхности труб и арматуры наличия течи (каплепадений) и влаги.

6.12 При применении счетчика жидкости 9 (рисунок 2) дополнительно: промывают измерительную систему и измеряют расход поверочной жидкости в следующей последовательности:

- переводят трехходовой кран 7 в положение «Циркуляция»;
 - включают насос 11 или открывают вентиль 17;

- одновременно фиксируют показания счетчика жидкости 9 и секундомера;
- после того, как стрелка указателя счетчика жидкости 9 сделает не менее одного оборота (ролик счетного механизма поворачивается на один оборот) или число импульсов, зарегистрированное счетчиком импульсов, составит не менее 1000 импульсов, выключают секундомер и одновременно фиксируют показание счетчика жидкости.

Расход поверочной жидкости Q , $\text{дм}^3/\text{с}$, через счетчик жидкости рассчитывают по формулам:

- 1) для счетчиков с непосредственным отсчетом объема жидкости в дм^3 :

$$Q = \frac{q_i - q_{i-1}}{\tau}, \quad (1)$$

- 2) для счетчиков с импульсным выходным сигналом в импульсах:

$$Q = \frac{N_i - N_{i-1}}{\tau \cdot K}, \quad (2)$$

где q_i, N_i - показания счетчика жидкости, соответствующие концу отсчета времени, дм^3 , имп., соответственно;

q_{i-1}, N_{i-1} - показания счетчика, соответствующие началу отсчета времени, дм^3 , имп., соответственно;

τ – время, определяемое по секундомеру, с;

K - коэффициент преобразования счетчика, имп./ дм^3 ; определяют по шкале счетного механизма конкретного счетчика.

6.13 Расход поверочной жидкости, рассчитанный по формулам (1) или (2), должен находиться в пределах поверенного диапазона измерений счетчика жидкости по 6.5. Если это условие не выполняется, то с помощью регулятора расхода (дросселя) 10 (рисунок 2) изменяют расход поверочной жидкости, проходящей через счетчик жидкости.

6.14 Измерения базовой высоты резервуара

6.14.1 Базовую высоту резервуара при поверке H_b измеряют рулеткой с грузом перед определением вместимости резервуара и после определения вместимости резервуара. Измерения проводят не менее двух раз. Расхождение между результатами двух измерений не должно быть более 2 мм.

Результаты измерений базовой высоты при поверке вносят в протокол поверки, форма которого приведена в приложении А.

6.14.2 В период между поверками резервуара базовую высоту измеряют ежегодно. Ежегодные измерения базовой высоты резервуара проводит комиссия, назначенная приказом руководителя предприятия владельца резервуара, в состав которой должен быть включен специалист, прошедший курсы повышения квалификации по поверке и калибровке резервуаров.

П р и м е ч а н и е – В Российской Федерации специалисты проходят курсы повышения квалификации в соответствии с 5.1.

Допускается измерение базовой высоты резервуара при наличии жидкости в нём до произвольного уровня.

Результат измерений базовой высоты резервуара не должен отличаться от её значения, указанного в протоколе поверки резервуара, более чем на 0,1 %.

Если это условие не выполняется, то резервуар освобождают от жидкости и проводят повторное измерение базовой высоты резервуара.

Результаты ежегодных измерений базовой высоты оформляют актом, произвольной формы.

При изменении базовой высоты по сравнению с её значением, установленном при поверке резервуара, более чем на 0,1 % устанавливают причину и устраняют её. При отсутствии возможности устранения причины проводят внеочередную поверку резервуара.

6.15 Измерения глубины заложения горловины внутрь цилиндрической части резервуара

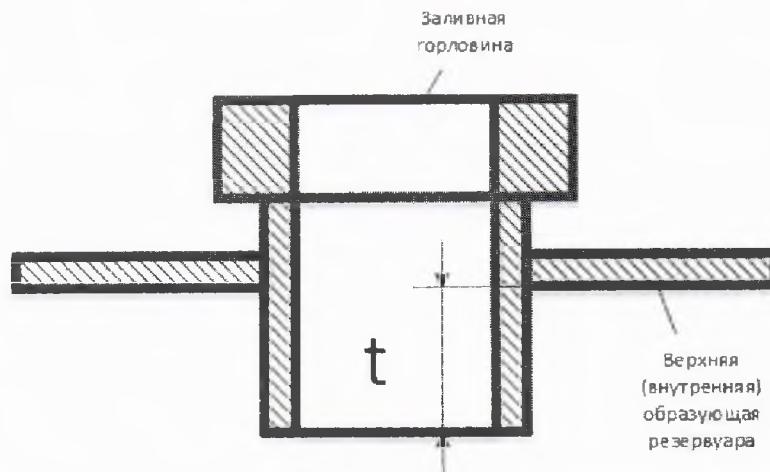


Рисунок 3 Схема измерений глубины заложения горловины

6.15.1 Глубину заложения горловины измеряют штангенциркулем или линейкой от нижней кромки горловины до верхней (внутренней) образующей резервуара, проходящей через плоскость симметрии резервуара (рисунок 3).

6.15.2 Результаты определения глубины заложения горловины вносят в протокол поверки, форма которого приведена в приложении А.

6.16 Измерения высоты «мёртвой» полости наземного резервуара

6.16.1 Для наружных измерений высоты «мертвой» полости наземного резервуара (высоты от нижней образующей резервуара до нижней точки приемно-раздаточного патрубка) $h'_{\text{м.п}}$ могут быть использованы методы технического, тригонометрического или гидравлического нивелирования.

6.16.2 Измерения проводят не менее двух раз. Расхождение между результатами двух измерений не должно быть более 2 мм.

6.16.3 Результаты измерений $h'_{\text{м.п}}$ вносят в протокол, форма которого приведена в приложении А.

6.17 Измерения высоты «мёртвой» полости подземного и заглубленного резервуаров

6.17.1 Высоту «мертвой» полости резервуара $h'_{\text{м.п}}$ (расстояния по вертикали от нижней образующей резервуара до нижней точки приемного клапана или приемного устройства расходной трубы) определяют по результатам измерений базовой высоты резервуара, расстояния h_{pt} (рисунок 4) от нижнего края крышки горловины до нижнего края приемного клапана или приемного устройства 6, толщины прокладки 5 и смещения F - по вертикали верхнего края фланца горловины 2 и верхнего края измерительной трубы резервуара.

6.17.2 Расстояние h_{pt} определяют в следующей последовательности:

- а) демонтируют расходную трубу с крышкой горловины;
- б) на поверхности расходной трубы на расстоянии b_0 , равном 500 мм, от нижнего края крышки горловины наносят чертилкой отметку 7 (рисунок 4);

в) измеряют расстояние b_0 металлической измерительной линейкой. Отсчитывают показания линейки с точностью до 1 мм;

г) измеряют расстояние c_0 измерительной рулеткой с усилием (10 ± 1) Н по ГОСТ 7502. Отсчитывают показания рулетки с точностью до 1 мм;

д) величины b_0 c_0 по перечислению в) и г) измеряют не менее двух раз. Расхождения между результатами двух измерений не должны быть более 2 мм. За значения величин b_0 и c_0 принимают средние арифметические значения результатов измерений, округленные до 1 мм.

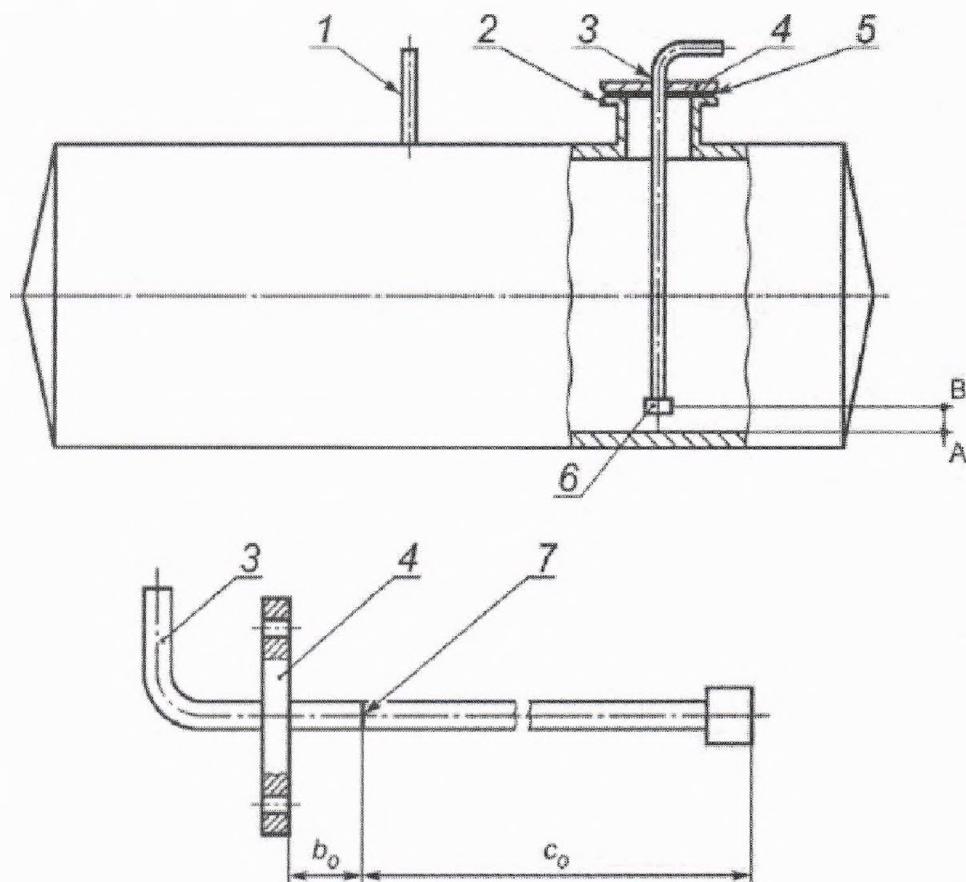
6.17.3 Расстояние $h_{\text{пр}}$ вычисляют по формуле

$$h_{\text{пр}} = b_0 + c_0, \quad (3)$$

6.17.4 Толщину прокладки 5 (рисунок 4) $\delta_{\text{пр}}$ измеряют штангенциркулем с точностью до 0,1 мм.

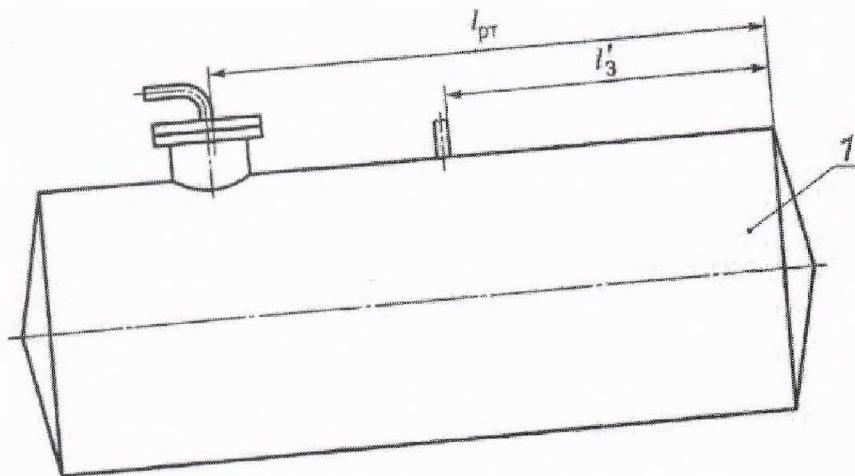
6.17.5 Смешение F определяют по результатам нивелировки верхнего края фланца горловины 2 и верхнего края измерительной трубы (при наличии) 1 (рисунок 4) или верхнего края измерительного люка (при наличии) в следующей последовательности:

а) устанавливают нивелир на ровной площадке земли и осуществляют его горизонтирование;



1 — измерительная труба; 2 — фланец горловины; 3 — расходная труба;
4 — крышка горловины; 5 — прокладка; 6 — приемный клапан или приемное устройство; А-В — отрезок, отсчитываемый от нижней образующей резервуара до нижнего края приемного клапана или приемного устройства, равный высоте «мертвой» полости резервуара ($h_{\text{мертв}}$); 7 — отметка на поверхности расходной трубы; b_0 — расстояние между нижним краем крышки горловины до отметки; c_0 — расстояние от отметки до нижнего края приемного клапана или приемного устройства

Рисунок 4 – Схема резервуара с расходной трубой



1 — цилиндрическая часть резервуара; 2 — расходная труба; l_{pt} — расстояние между расходной трубой и поднятым краем цилиндрической части резервуара; l_3 — расстояние между измерительной трубой и поднятым краем цилиндрической части резервуара

Рисунок 5 – Схема измерения параметра l_{pt} резервуара с расходной трубой

б) рейку устанавливают вертикально на верхний край измерительной трубы или верхний край измерительного люка и снимают показания рейки b_1 с точностью до 1 мм;

в) рейку устанавливают вертикально на верхний край фланца горловины 2 и снимают показания рейки b_2 с точностью до 1 мм. Показания рейки в каждой точке снимают не менее двух раз. Расхождение между результатами двух измерений не должно быть более 2 мм. За значение b_1 или b_2 принимают среднее арифметическое значение результатов двух измерений, округленное до 1 мм.

6.17.6 Смещение F , мм, вычисляют по формуле

$$F = b_1 - b_2, \quad (4)$$

где b_1 , b_2 — показания рейки, мм.

6.17.7 Высоту «мертвой» полости резервуара:

- при наличии измерительной трубы $h''_{m.p}$ вычисляют по формуле

$$h''_{m.p} = F + H_6 + h_{n.t} + \delta_{pr}, \quad (5)$$

- при отсутствии измерительной трубы $h'''_{m.p}$ вычисляют по формуле

$$h'''_{m.p} = F + H_6 \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + \eta^2}} - h_{n.t} + \delta_{pr}, \quad (6)$$

где η — степень наклона резервуара.

6.17.8 Результаты вычислений $h''_{m.p}$, $h'''_{m.p}$ вносят в протокол поверки (приложение А).

6.18 Измерение расстояния между расходной трубой и поднятым краем цилиндрической части резервуара

6.18.1 Расстояние между расходной трубой и поднятым краем цилиндрической части резервуара l_{pt} (рисунок 5) измеряют с поднятого (в результате наклона резервуара) конца

резервуара измерительной линейкой или измерительной рулеткой не менее двух раз. Расхождение между результатами двух измерений не должно быть более 2 мм.

За значение величины $l_{\text{пр}}$ принимают среднее арифметическое значение результатов измерений, округленное до 1 мм.

6.18.2 Результат измерений $l_{\text{пр}}$ вносят в протокол, форма которого приведена в приложении А.

6.19 Измерение расстояния между измерительной трубой и поднятым краем цилиндрической части резервуара

6.19.1 Расстояние между измерительной трубой и поднятым краем цилиндрической части резервуара l'_3 (рисунок 5) измеряют с поднятого (в результате наклона резервуара) края резервуара измерительной рулеткой 2-го или 3-го класса точности по ГОСТ 7502 не менее двух раз.

Расхождение между результатами двух измерений должно быть не более 2 мм.

За значение величины l'_3 принимают среднее арифметическое значение результатов измерений, округленное до целого миллиметра.

6.19.2 Результаты измерений l'_3 вносят в протокол, форма которого приведена в приложении А.

7 Проведение поверки

7.1 Объем дозы поверочной жидкости при поверке резервуара измеряют мерниками или счетчиком жидкости.

7.2 Поверка резервуара с применением уровнемера и мерников

7.2.1 Предварительно вычисляют:

а) полную вместимость цилиндрической части V_{n} , дм^3 , резервуара по формуле

$$V_{\text{n}} = \frac{\pi \cdot D^2}{4 \cdot 10^6} \cdot L, \quad (7)$$

где D – внутренний диаметр резервуара, мм;

L – длина цилиндрической части резервуара, мм.

Значения D и L берут из исполнительного документа;

б) объем j -й дозы поверочной жидкости ΔV_j , дм^3 , соответствующий изменению уровня жидкости в резервуаре не более чем на 30 мм, по формуле

$$\Delta V_j = V_{\text{n}} \cdot (K_{\text{u},j} - K_{\text{u},j-1}), \quad (8)$$

где $K_{\text{u},j}$, $K_{\text{u},j-1}$ – коэффициенты наполнения цилиндрической части резервуара при уровнях поверочной жидкости в резервуаре H_j и H_{j-1} соответственно.

Значение $K_{\text{u},j}$, соответствующее уровню H_j , вычисляют по формуле

$$K_{\text{u},j} = \frac{1}{2\pi} \cdot [2\psi_j - \sin(2\psi_j)], \quad (9)$$

где $\psi_j = \arccos\left(1 - \frac{2 \cdot H_j}{D}\right)$

7.2.2 Поверочную жидкость (далее — жидкость) подают (рисунок 1) в мерники 1, 2, 3 из приемного резервуара 12 с помощью насоса 11 или технологического трубопровода (водопровода) 20, открывая вентиль 19 и регулируя вентилями 4, 5, 6 режим потока жидкости.

При этом вместимость мерника или суммарная вместимость мерников должна соответствовать объему дозы жидкости, вычисленному по формуле (11).

7.2.3 После наполнения измеряют температуру жидкости в мерниках, сливают дозу жидкости в резервуар 15, открывая вентили 7, 8, 9, и снимают показания уровнемера 17.

7.2.4 В порядке, указанном в 7.2.2 и 7.2.3, подают следующие дозы жидкости $(\Delta V^M)_j$ в резервуар с одновременным измерением уровня жидкости H_j и ее температуры $(T_p)_j$ в пробах, отобранных из резервуара по ГОСТ 2517 после налива в него каждой дозы.

При этом первую пробу отбирают при достижении уровня жидкости в резервуаре 500 мм.

7.2.5 В случае применения в качестве поверочной жидкости нефтепродукта измеряют плотность его в лаборатории в соответствии с Р 50.2.075-2010 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерений плотности, относительной плотности и плотности в градусах API».

7.2.6 Температуру жидкости измеряют в пробоотборнике. При этом термометр погружают в жидкость, находящуюся в пробоотборнике, на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе от 1 до 3 минут до принятия столбиком ртути постоянного положения. Не вынимая термометр из жидкости, отсчитывают температуру с погрешностью до 0,1 °C.

7.2.7 Допускается отбор проб жидкости из резервуара и измерения температуры проводить через каждое изменение уровня жидкости в резервуаре на 500 мм, как указано в 7.2.4.

В этом случае температуру жидкости в резервуаре после поступления в него каждой дозы вычисляют по результатам измерений температур в начале и конце поступления суммарной дозы, объем которой соответствует изменению уровня жидкости в резервуаре на 500 мм.

7.2.8 Резервуар наполняют дозами жидкости до предельного уровня $H_{\text{пп}}$, мм, вычисляемого по формуле

$$H_{\text{пп}} = D - t \quad (10)$$

где D — внутренний диаметр резервуара, мм;

t — глубина заложения горловины, мм.

7.2.9 Значение t определяют по результатам измерений глубины заложения горловины в соответствии с 7.1.5.

7.2.10 Измеряют измерительной рулеткой с грузом:

- максимальный уровень жидкости в резервуаре H_{max} ;
- базовую высоту резервуара H_b .

Максимальный уровень и базовую высоту измеряют два раза. Расхождения между результатами двух измерений максимального уровня и базовой высоты не должны превышать 2 мм. За действительные значения максимального уровня и базовой высоты принимают средние арифметические значения их измерений.

7.2.11 Значение базовой высоты, определенное по 7.2.10, не должно отличаться от значения, установленного 6.14, более чем на 0,1 %.

7.2.12 Результаты измерений объема $(\Delta V^m)_j$, и температуры $(T_m)_j$ жидкости в мерниках, уровня $(H_p)_j$ температуры $(T_p)_j$ и плотности жидкости ρ_0 в резервуаре, глубины заложения горловины t базовой высоты H_b , максимального уровня H_{max} вносят в протокол, форма которого приведена в приложении А.

7.3 Проверка резервуара с применением уровнемера и счетчика жидкости

7.3.1 Проверку резервуара проводят по схеме, приведенной на рисунке 2, в следующей последовательности:

- а) открыть вентиль 5;
- б) установить указатели шкал приборов (при необходимости) на нулевую отметку;
- в) снять показание счетчика жидкости 9 $q_0(N_0)$,
- г) перевести трехходовой кран 7 в положение «Измерение»;
- д) поверочную жидкость подать в резервуар 1 через счетчик жидкости 9 из приемного резервуара 14 или технологического трубопровода (водопровода) 16, открывая вентиль 77, и наполнить резервуар дозой жидкости до появления на дисплее уровнемера 3 значения 10 мм;
- е) снять показание манометра 6 p_0 ;
- ж) снять показание термометра (измерителя температуры) 8 $(T_t)_0$;
- з) выключить насос 11 или закрыть вентиль 17 и снять показание счетчика жидкости 9 $q_1(N_1)$.

7.3.2 Включают насос 11 или открывают вентиль 17 и в пределах 1/20 части номинальной вместимости резервуара проверку его проводят статическим методом: при каждом изменении уровня жидкости в пределах до 30 мм прекращают подачу жидкости в резервуар. Одновременно снимают показания счетчика жидкости 9 $q_j(N_j)$, уровнемера 3 H_j , манометра 6 p_j и термометра (измерителя температуры) 8 $(T_t)_j$. Отбирают пробу жидкости из резервуара и измеряют ее температуру $(T_p)_j$ и плотность ρ_0 в соответствии с 7.2.5, 7.2.6 и 7.2.7.

7.3.3 При достижении уровня жидкости, соответствующего 1/20 части номинальной вместимости резервуара, наполнение резервуара дозами жидкости может быть осуществлено динамическим или статическим методом.

7.3.4 После наполнения резервуара дозами жидкости в пределах 19/20 частей номинальной вместимости резервуара проверку его проводят до предельного уровня по 7.2.9 статическим методом в соответствии с 7.3.2.

7.3.5 Измеряют базовую высоту H_b и максимальный уровень жидкости в резервуаре H_{max} в соответствии с 7.2.10, 7.2.11.

7.3.6 Результаты измерений объема $(\Delta V^c)_j$ температуры $(T_c)_j$ и давления p_j дозы жидкости, уровня H_j температуры $(T_p)_j$ и плотности ρ_0 жидкости в резервуаре, глубины заложения горловины t , базовой высоты H_b и максимального уровня H_{max} вносят в протокол, форма которого приведена в приложении А.

8 Обработка результатов измерений при поверке

8.1 Обработка результатов измерений при поверке резервуара с применением мерников

8.1.1 Объем j -й дозы жидкости $(\Delta V^m)_j$, дм^3 , измеренный мерником (мерниками), вычисляют по формуле

$$(\Delta V^M)_j = (nV_{1j}^M + mV_{2j}^M + \dots + \lambda V_{kj}^M) \{1 + \beta_M [(T_{ct}^M)_j - 20]\}, \quad (11)$$

где $V_1^M, V_2^M, \dots, V_k^M$ - номинальные вместимости мерников, дм^3 ;

n, m, \dots, λ - количества измерений с помощью мерников номинальными вместимостями $V_1^M, V_2^M, \dots, V_k^M$, которые выбирают из ряда: 0, 1, 2, ...;

β_M - коэффициент объёмного расширения материала мерника, $1/\text{°C}$;

$(T_{ct}^M)_j$ - средняя температура стенок мерников, принимаемая за температуру j -й дозы жидкости $(T_M)_j$, вычисляемую по формуле

$$(T_M)_j = \frac{n(T_{1cp}^M)_j + m(T_{2cp}^M)_j + \dots + \lambda(T_{kcp}^M)_j}{n + m + \dots + \lambda}, \quad (12)$$

где $(T_{1cp}^M)_j, (T_{2cp}^M)_j, \dots, (T_{kcp}^M)_j$ - средние температуры жидкости, определённые по результатам n, m, \dots, λ измерений в мерниках по номинальным вместимостям $V_1^M, V_2^M, \dots, V_k^M$, $^{\circ}\text{C}$;

j - номер дозы. Его значение выбирают из ряда: 0, 1, 2, ...

8.1.2 Объём налитой в резервуар j -й дозы жидкости $(\Delta V_p^M)_j$, м^3 , соответствующий изменению уровня ее в резервуаре в пределах от 10 до 30 мм, вычисляют по формуле

$$(\Delta V_p^M)_j = \frac{(\Delta V^M)_j}{10^3} \{1 + \beta_j [(T_p)_j - (T_M)_j]\}, \quad (13)$$

где $(\Delta V^M)_j$ - объём дозы, жидкости, вычисленный по формуле (11), дм^3 ;

β_j - коэффициент объёмного расширения жидкости, $1/\text{°C}$;

Коэффициент объёмного расширения воды принимают равным $200 \cdot 10^{-6} 1/\text{°C}$, для нефтепродуктов вычисляют по формуле

$$\beta_j = \frac{1,825}{\rho_j} - 0,001315, \quad (14)$$

где ρ_j - плотность жидкости в резервуаре после поступления в него j -й дозы жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$(T_p)_j$ - температура жидкости в резервуаре после поступления в него j -й дозы жидкости, $^{\circ}\text{C}$;

$(T_M)_j$ - температура j -й дозы, вычисляемая по формуле (12), $^{\circ}\text{C}$.

8.1.3 Объём налитой в резервуар начальной дозы жидкости вычисляют по формуле

$$(\Delta V_p^M)_0 = \frac{(\Delta V^M)_0}{10^3} \{1 + \beta_0 [(T_p)_0 - (T_M)_0]\}, \quad (15)$$

где $(\Delta V^M)_0$ - объём дозы, жидкости, вычисленный по формуле (11), дм^3 ;

β_0 - коэффициент объёмного расширения жидкости, вычисляемый по формуле (14) при плотности ρ_0 , измеренной как указано в 7.2.5, $1/\text{°C}$;

$(T_p)_0$ - температура жидкости в резервуаре, измеренная в пробе, отобранный из резервуара после налива начальной дозы жидкости, $^{\circ}\text{C}$;

$(T_M)_0$ - средняя температура жидкости, вычисляемая по формуле (12), $^{\circ}\text{C}$.

8.1.4 Плотность жидкости в резервуаре после поступления в него j -й дозы ρ_j вычисляют по формуле

$$\rho_j = \rho_{j-1} \cdot \{1 - \beta_{j-1} \cdot [(T_p)_j - (T_p)_{j-1}]\}, \quad (16)$$

8.1.5 Температуры жидкости в пределах первой суммарной дозы жидкости $(T_p)_1, (T_p)_2, (T_p)_3, \dots, (T_p)_{s-1}$, °C, вычисляют по формулам:

$$(T_p)_1 = (T_p)_0 + \Delta T_1, \quad (T_p)_2 = (T_p)_1 + \Delta T_1, \dots, (T_p)_{s-1} = (T_p)_{s-2} + \Delta T_1 \quad (17)$$

где $(T_p)_1, (T_p)_2, \dots, (T_p)_{s-1}$ - температуры жидкости в резервуаре при поступлении в него $(\Delta V_p^M)_1, (\Delta V_p^M)_2, \dots, (\Delta V_p^M)_{s-1}$ доз, °C;

ΔT_1 - среднее температурное изменение, приходящееся на каждую дозу жидкости в пределах первой суммарной дозы, °C, вычисляемое по формуле

$$\Delta T_1 = \frac{(T_p)_s - (T_p)_0}{s + 1}, \quad (18)$$

где $(T_p)_0$ - температура жидкости в резервуаре, измеренная в пробе, отобранный из резервуара после налива начальной дозы жидкости $(\Delta V_p^M)_0$, °C;

$(T_p)_s$ - температура жидкости в резервуаре при поступлении в него дозы $(\Delta V_p^M)_s$, °C.

8.1.6 Температуры жидкости в пределах первой и второй суммарных доз жидкости $(T_p)_{s+1}, (T_p)_{s+2}, (T_p)_{s+3}, \dots, (T_p)_{m-1}$ вычисляют по формулам

$$(T_p)_{s+1} = (T_p)_s + \Delta T_2, \quad (T_p)_{s+2} = (T_p)_{s+1} + \Delta T_2, \dots, (T_p)_{m-1} = (T_p)_{m-2} + \Delta T_2 \quad (19)$$

где $(T_p)_{s+1}, (T_p)_{s+2}, \dots, (T_p)_{m-1}$ - температуры жидкости в резервуаре при поступлении в него $(\Delta V_p^M)_{s+1}, (\Delta V_p^M)_{s+2}, \dots, (\Delta V_p^M)_{m-1}$ доз, °C;

ΔT_2 - среднее температурное изменение, приходящееся на каждую дозу жидкости в пределах второй суммарной дозы, °C, вычисляемое по формуле

$$\Delta T_2 = \frac{(T_p)_m - (T_p)_s}{m - s}, \quad (20)$$

где $(T_p)_m$ - температура жидкости в резервуаре при поступлении в него дозы $(\Delta V_p^M)_m$, °C.

При наполнении резервуара третьей, четвертой и др. суммарными дозами до максимального уровня, температуры жидкости в резервуаре после поступления в него каждой дозы определяют аналогично вышеизложенной методике.

8.1.7 После заполнения резервуара, максимальный уровень жидкости $H_{p \ max}$, измеряют измерительной рулеткой с грузом два раза, среднее значение вычисляют по формуле

$$H_{p \ max} = \frac{(H_{p \ max})_1 - (H_{p \ max})_2}{2}, \quad (21)$$

где $(H_{p \ max})_1, (H_{p \ max})_2$ - результаты двух измерений уровня, мм

8.1.8 Разность максимальных уровней жидкости в резервуаре ΔH , мм, измеренных в конце поверки уровнемером и измерительной рулеткой с грузом, вычисляют по формуле

$$\Delta H = H_{p\ max} - H_{y\ max}, \quad (22)$$

где $H_{p\ max}$, $H_{y\ max}$ – максимальные уровни жидкости, измеренные измерительной рулеткой с грузом и уровнемером, мм.

Значения ΔH , определённое по формуле (22), может быть положительным и отрицательным.

Результаты вычислений по формулам (13), (15), (19), (21), (22) вносят в журнал, форма которого приведена в приложении Б.

8.2 Обработка результатов измерений при поверке резервуара с применением счётчика жидкости

8.2.1 Объём j -й дозы жидкости $(\Delta V^j)_j$, дм^3 , прошедшей через счётчик, вычисляют по формуле для счётчиков жидкости:

а) с непосредственным отсчётом объёма жидкости

$$(\Delta V^c)_j = q_j - q_{j-1}, \quad (23)$$

б) с импульсным выходным сигналом

$$(\Delta V^c)_j = \frac{N_j - N_{j-1}}{K}, \quad (24)$$

в) с непосредственным отсчётом объёма жидкости для счётчика жидкости со сдвигом дозирования в дм^3

$$(\Delta V^c)_j = (q_j - q_{j-1}) \cdot K_c, \quad (25)$$

где q_j , q_{j-1} – показания счетчика жидкости, дм^3 ;

N_j , N_{j-1} – показания счетчика жидкости, имп.;

K – коэффициент преобразования счетчика, имп./ дм^3 ; определяют по шкале счетного механизма конкретного счетчика;

K_c – поправочный коэффициент. Его значение для счётчика жидкости со сдвигом дозирования и просоком вычисляют по формуле

$$K_c = 1 + 0,005 \cdot C, \quad (26)$$

где C – средний сдвиг дозирования, дм^3 .

8.2.2 Объём налитой в резервуар j -й дозы жидкости $(\Delta V_p^c)_j$, м^3 , соответствующий изменению уровня ее в резервуаре в пределах от 10 до 30 мм, вычисляют по формуле

$$(\Delta V_p^c)_j = \frac{(\Delta V^c)_j}{10^3} \left\{ 1 + \beta_j [(T_p)_j - (T_c)_j] \right\} \cdot \left[1 + \gamma \left(p_j - \frac{10^{-6}}{2} \cdot \rho_j \cdot g \cdot H_j \right) \right], \quad (27)$$

где $(\Delta V^c)_j$ – объём дозы, жидкости, вычисленный по формулам (23), (24) или (25), дм^3 ;

β_j – коэффициент объёмного расширения жидкости, $1/\text{°C}$. Его значение определяют по формуле (14);

$(T_p)_j$ – температура жидкости в резервуаре после поступления в него j -й дозы жидкости, $^{\circ}\text{C}$;

$(T_c)_j$ - температура j -й дозы в трубопроводе, $^{\circ}\text{C}$;

γ - коэффициент сжимаемости жидкости, $1/\text{МПа}$. Для воды его значение принимают равным $49 \cdot 10^{-5}$ $1/\text{МПа}$, для нефти, по Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчёта. Программа и таблицы приведения»;

p_j - избыточное давление жидкости в счётчике жидкости, МПа ;

g - ускорение свободного падения, м/с^2 ;

H_j - уровень жидкости в резервуаре, м .

8.2.3 Объем налитой в резервуар начальной дозы жидкости $(\Delta V_p^c)_0$, м^3 , как указано в 8.3.1, перечисление д, вычисляют по формуле

$$(\Delta V_p^c)_0 = \frac{(\Delta V^c)_0}{10^3} \left\{ 1 + \beta_0 [(T_p)_0 - (T_c)_0] \right\} \cdot \left[1 + \gamma \left(p_0 - \frac{10^{-6}}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot H_0 \right) \right], \quad (28)$$

где $(T_p)_0$ - температура жидкости в резервуаре, измеренная в первой пробе ее, отобранный из резервуара, $^{\circ}\text{C}$;

$(T_c)_0$ - температура жидкости в трубопроводе в момент отбора первой пробы жидкости из резервуара, $^{\circ}\text{C}$;

β_0 - коэффициент объёмного расширения жидкости, вычисляемый по формуле (14) при плотности ρ_0 , измеренной как указано в 8.2.5, $1/\text{м}^3$.

8.2.4 Максимальный уровень жидкости в резервуаре $H_{p \max}$ определяют в соответствии с 8.1.17 и вычисляют по формуле (21).

8.2.5 Разность максимальных уровней жидкости в резервуаре вычисляют по формуле (18).

8.2.6 Результаты вычислений по формулам (2), (22), (27), (28), вносят в журнал, форма которого приведена в приложении Б.

8.2.7 Если выполняются условия:

а) при применении воды

$$\left| p_j - \frac{10^{-6}}{2} \cdot \rho_j \cdot g \cdot H_j \right| \leq 0,5 \text{ МПа}; \quad |(T_{ct}^M)_j - 20| \leq 10 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$|(T_p)_j - (T_m)_j| \leq 2 \text{ }^{\circ}\text{C}; \quad |(T_p)_j - (T_c)_j| \leq 2 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

б) при применении нефтепродуктов

$$\left| p_j - \frac{10^{-6}}{2} \cdot \rho_j \cdot g \cdot H_j \right| \leq 0,3 \text{ МПа}; \quad |(T_{ct}^M)_j - 20| \leq 10 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$|(T_p)_j - (T_m)_j| \leq 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}; \quad |(T_p)_j - (T_c)_j| \leq 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

то объемы доз вычисляют по формулам (11), (13) без поправок на температуру, а по формуле (27) - без поправок на давление и температуру.

8.3 Вычисление дозовой вместимости резервуара

8.3.1 Дозовую вместимость резервуара при наливе в него k доз жидкости V_k , м^3 , вычисляют по формуле

$$V_k = \sum_{j=0}^k (\Delta V_p)_j \left\{ 1 + \beta_j [(T_p)_k - (T_p)_j] \right\} \left\{ 1 + \beta_p [20 - (T_{ct}^p)_k] \right\}, \quad (29)$$

где k - число налитых в резервуар доз жидкости;

j - номер налитой дозы выбирают из ряда: $j=0, 1, 2, \dots, k$;

$(\Delta V_p)_j$ - объем j -й дозы, измеренный мерником (мерниками) или счетчиком жидкости, вычисленный по формулам (13) или (27), м^3 ;

$(T_p)_k$ - температура жидкости в резервуаре при наливе в него k доз, $^{\circ}\text{C}$;

$(T_p)_j$ - температура жидкости в резервуаре при наливе в него j -й дозы, $^{\circ}\text{C}$;

β_j - коэффициент объемного расширения жидкости, $1/{}^{\circ}\text{C}$. Его значение определяют по формуле (14);

β_p - коэффициент объемного расширения материала резервуара, $1/{}^{\circ}\text{C}$. Его значение для стали принимают равным $37,5 \cdot 10^{-6} 1/{}^{\circ}\text{C}$;

$(T_{ct}^p)_k$ - температура стенки резервуара, принятая за температуру $(T_p)_k$;

Значение k принимают равным 0 при наливе в резервуар начальной дозы $(\Delta V_p)_0$;

$k=1$ - при наливе дозы $(\Delta V_p)_1$;

$k=2$ - при наливе дозы $(\Delta V_p)_2, \dots$;

$k=N$ - при наливе последней дозы $(\Delta V_p)_N$.

8.3.2 При невозможности измерения температуры жидкости в резервуаре при наливе в него каждой дозы в соответствии с 8.2 или 8.3 дозовую вместимость резервуара вычисляют по формулам

а) при наполнении резервуара первой суммарной дозой

$$V_{1k} = \sum_{j=0}^k (\Delta V_p)_j \left\{ 1 + \beta_j \left[(T_p)_k - (T_p)_j \right] \right\} \left\{ 1 + \beta_p \left[20 - (T_{ct}^p)_k \right] \right\}, \quad (30)$$

Значения k принимают равными 0, 1, 2, 3, ..., s . Температуры $(T_p)_1, (T_p)_2, \dots, (T_p)_{s-1}$ вычисляют по формуле (17), используя результаты измерений температур $(T_p)_0$ и $(T_p)_s$.

б) при наполнении резервуара второй суммарной дозой

$$V_{2k} = V_{1s} \left\{ 1 + \beta_k \left[(T_p)_k - (T_p)_s \right] \right\} \left\{ 1 + \beta_p \left[20 - (T_{ct}^p)_k \right] \right\} + \\ + \sum_{j=s+1}^k (\Delta V_p)_j \left\{ 1 + \beta_j \left[(T_p)_k - (T_p)_j \right] \right\} \left\{ 1 + \beta_p \left[20 - (T_{ct}^p)_k \right] \right\}, \quad (31)$$

где V_{1s} - вместимость резервуара при уровне 500 мм, вычисляемый по формуле (30) при $k=s$. Значения k выбирают из ряда: $s+1, s+2, s+3, \dots, m$;

Температуры $(T_p)_{s+1}, (T_p)_{s+2}, \dots, (T_p)_{m-1}$ вычисляют по формуле (19), используя результаты измерений температур $(T_p)_s$ и $(T_p)_m$;

в) при наполнении резервуара третьей, четвёртой и др. суммарными дозами дозовые вместимости его вычисляют аналогично пункту б).

8.3.3 Температурные поправки не учитывают в формулах (29), (30) и (31), если выполняются условия:

а) при применении воды $|(T_p)_s - (T_p)_0| \leq 2 {}^{\circ}\text{C}$; $|(T_p)_m - (T_p)_s| \leq 2 {}^{\circ}\text{C}$;

$|(T_p)_k - (T_p)_m| \leq 2 {}^{\circ}\text{C}$; $|(T_p)_k - (T_p)_j| \leq 2 {}^{\circ}\text{C}$; $|20 - (T_{ct}^p)_k| \leq 2 {}^{\circ}\text{C}$;

б) при применении нефтепродуктов $|(T_p)_s - (T_p)_0| \leq 0,5 {}^{\circ}\text{C}$; $|(T_p)_m - (T_p)_s| \leq 0,5 {}^{\circ}\text{C}$;

$|(T_p)_k - (T_p)_m| \leq 0,5 {}^{\circ}\text{C}$; $|(T_p)_k - (T_p)_j| \leq 0,5 {}^{\circ}\text{C}$; $|20 - (T_{ct}^p)_k| \leq 0,5 {}^{\circ}\text{C}$;

8.3.4 Результаты вычислений по формуле (29) или формулам (30), (31) вносят в журнал, форма которого приведена в приложении Б.

8.4 Составление градуировочной таблицы

8.4.1 Градуировочную таблицу составляют (начиная от плоскости, принятой за начало отсчета, до предельного уровня наполнения $H_{\text{пп}}$ с шагом $\Delta H = 1$ см, используя формулу

$$V_i = V_k + \Delta V_1 \left(\frac{H_i - H_k}{H_{k+1} - H_k} \right) + \frac{\Delta V_2 - \Delta V_{-1}}{4} \left(\frac{H_i - H_k}{H_{k+1} - H_k} \right) \cdot \left(\frac{H_i - H_k}{H_{k+1} - H_k} - 1 \right), \quad (32)$$

где $\Delta V_1 = V_{k+1} - V_k$, $\Delta V_2 = V_{k+2} - V_{k+1}$, $\Delta V_{-1} = V_k - V_{k-1}$;

V_{k-1} , V_k , V_{k+1} , V_{k+2} - дозовые вместимости резервуара при наливе в него $k-1$, k , $k+1$, $k+2$ доз жидкости, соответствующие уровням наполнения H_{k-1} , H_k , H_{k+1} , H_{k+2} и вычисляемые по формулам (29) или формулам (30), (31), м³;

H_i - текущий уровень наполнения резервуара, см.

8.4.2 Результаты расчёта вносят в журнал, форма которого приведена в приложении Б. Значения сантиметровой вместимости резервуара округляют до третьего знака после запятой.

8.4.3 В пределах каждого шага (изменения уровня наполнения резервуара на 1 см) вычисляют коэффициент вместимости θ_i , равный вместимости, приходящейся на 1 мм высоты наполнения, по формуле

$$\theta_i = \frac{V_i - V_{i-1}}{10}, \quad (33)$$

где V_i , V_{i-1} - вместимости резервуара, соответствующие уровням H_i , H_{i-1} и вычисленные по формуле (32).

8.4.4 Значения посантиметровой вместимости резервуара, указанные в градуировочных таблицах, соответствуют температуре 20 °C.

8.4.5 Порядок расчета при составлении градуировочной таблицы

8.4.5.1 Обработка результатов поверки может быть проведена ручным способом или с использованием ЭВМ.

8.4.5.2 Протокол поверки (приложение А) является входным документом при расчете градуировочной таблицы на ЭВМ.

8.4.5.3 Требования к машинному алгоритму обработки результатов измерений:

– вместимость резервуара, приходящуюся на 1 см высоты наполнения, вычисляют последовательным суммированием значений вместимостей, приходящихся на 1 мм высоты наполнения;

– последовательно суммируя значения вместимостей каждого миллиметра наполнения, вычисляют вместимость резервуара с интервалом 1 см.

9 Оформление результатов поверки

9.1 При положительных результатах поверки резервуара оформляют свидетельство о поверке по форме, установленной национальной (государственной) метрологической службой.

9.2 При отрицательных результатах поверки резервуара оформляют извещение о непригодности к применению. Свидетельство о поверке аннулируют, оттиск поверительного клейма гасят, в соответствующий раздел ЭД внести соответствующую запись с подписью поверителя.

9.3 К свидетельству о поверке прилагают:

– градуировочную таблицу (составляют на основании результатов расчётов, приведённых в журнале обработки результатов измерений при поверке);

– протокол поверки (оригинал прикладывают к первому экземпляру градуировочной таблицы);

- эскиз резервуара;
- журнал обработки результатов измерений при поверке (только в случае проведения расчётов вручную).

9.4 Формы титульного листа градуировочной таблицы и градуировочной таблицы приведены в приложении В. Форма протокола поверки резервуара приведена в приложении А, форма журнала обработки результатов измерений при поверке приведена в приложении Б.

9.5 Протокол поверки подписывают поверитель и лица, принявшие участие в проведении измерений параметров резервуара.

Титульный лист и последнюю страницу градуировочной таблицы подписывает поверитель. Подписи поверителя заверяют знаком поверки. Документы, указанные в 9.3 пронумеровывают сквозной нумерацией, прошнуровывают, концы шнурка прикрепляют к последнему листу и на месте наклейки наносят оттиск поверительного клейма, печати (штампа).

9.6 Градуировочные таблицы на резервуары утверждает руководитель организации национальной (государственной) метрологической службы или руководитель аккредитованной на право поверки метрологической службы юридического лица.

Главный метролог ЗАО КИП «МЦЭ»

С.Н. Халаимов

ПРИЛОЖЕНИЕ А
 (обязательное)
Форма протокола поверки резервуара

ПРОТОКОЛ
 поверки резервуара объёмным методом

Таблица А.1 - Общие данные

Регистрационный номер	Дата			Основание для проведения поверки
	Число	Месяц	Год	

Продолжение таблицы А.1

Место проведения поверки	Средства поверки

Окончание таблицы А.1

Резервуар				
Тип	Номер	Форма днища	Назначение	Погрешность определения вместимости резервуара, %

Таблица А.2 - Условия проведения измерений

Условия проведения измерений	
Температура воздуха, °С	Загазованность, мг/м ³

Таблица А.3 - Параметры резервуара

Коэффициент объемного расширения материала, 1/°C	Внутренний диаметр D , мм	Длина цилиндрической части L , мм	Глубина заложения горловины t , мм	
			1-е измерение	2-е измерение
мерников β_m	резервуара β_p			

Таблица А.4 - Параметры (начальные) поверочной жидкости

Наименование	Температура начальная, °C			Коэффициент сжимаемости γ , 1/МПа	Плотность ρ_0 , кг/м ³
	в резервуаре $(T_p)_0$	в мернике $(T_m)_0$	в счетчике жидкости $(T_c)_0$		
1	2	3	4	5	6

П р и м е ч а н и я

1 Величины $(T_p)_0$, $(T_m)_0$, $(T_c)_0$ (графы 2, 3, 4) - означают температуры поверочной жидкости, измеренные в момент отбора пробы в соответствии с 9.2.3.6.

2 Значение γ (графа 5) для воды принимают равным $49 \cdot 10^{-5}$ /МПа, для нефтепродуктов - по Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчёта. Программа и таблицы приведения».

3 За начальную температуру в мернике (графа 3) принимают среднее арифметическое результатов измерений температур в мерниках.

Таблица А.5 - Измерения при поверке резервуара

Таблица А.6 - Базовая высота резервуара

Базовая высота резервуара H_6			
до определения вместимости резервуара, мм		после определения вместимости резервуара, мм	
1-е измерение	2-е измерение	1-е измерение	2-е измерение

Таблица А.7 - Максимальный уровень жидкости

Показания измерительной рулетки с грузом H_p max, мм		Показание уровня мера H_y max, мм
1-е измерение	2-е измерение	

Таблица А.8 - Параметры счетчика жидкости со сдвигом дозирования и проскоком

Наименование параметра	Значение параметра Q , $\text{dm}^3/\text{мин}$			
	100	150	200	250
Сдвиг дозирования C , dm^3				
Проксок Пр, dm^3				

Таблица А.9 – Высота «мёртвой» полости при объёмном методе поверки резервуара

Номер измерения	Высота «мёртвой» полости $h'_{\text{м.п.}}$, мм	
	при отсутствии измерительной трубы	при наличии измерительной трубы
1		
2		

Таблица А.10 – Другие параметры

Измеряемый параметр	Номер измерения	Результат измерений линейкой, измерительной рулеткой, мм
Расстояние между расходной трубой и поднятым краем цилиндрической части резервуара l_{pt}	1	
	2	
Расстояние между измерительной трубой и поднятым краем цилиндрической части резервуара l'_{3}	1	
	2	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Форма журнала обработки результатов измерений при поверке объёмным методом

ЖУРНАЛ

обработки результатов измерений при поверке объёмным методом

Вычисление предельного уровня наполнения резервуара

$$H_{np} = \dots \text{ мм.}$$

Вычисление температур жидкости в резервуаре

Таблица Б.1

В градусах Цельсия

$(T_p)_0$	$(T_p)_1$	$(T_p)_2$	\dots	\dots	$(T_p)_{s+1}$	\dots	\dots	$(T_p)_{m+1}$	$(T_p)_{m+2}$	\dots	\dots	\dots
-----------	-----------	-----------	---------	---------	---------------	---------	---------	---------------	---------------	---------	---------	---------

Вычисление дозовой вместимости

Таблица Б.2

Уровень наполнения, см	Объём дозы, м^3	Дозовая вместимость, м^3
1	2	3
H_0	$(\Delta V_p)_0$	V_0
H_1	$(\Delta V_p)_1$	V_1
H_2	$(\Delta V_p)_2$	V_2
\dots	\dots	\dots
\dots	\dots	\dots
\dots	\dots	\dots
H_N	$(\Delta V_p)_N$	V_N

Примечания

1 Величины H_0, H_1, \dots, H_N (графа 1) – уровни жидкости в резервуаре после поступления в него доз $(\Delta V_p)_0, (\Delta V_p)_1, \dots, (\Delta V_p)_N$.

2 Значения доз $(\Delta V_p)_0, (\Delta V_p)_1, \dots, (\Delta V_p)_N$ (графа 2) определяют по формулам (13) или (15).

3 Значения доз V_0, V_1, \dots, V_N (графа 3) определяют по формуле (29) или формулам (30), (31).

Вычисление максимального уровня

$$H_{p\ max} = \dots \text{ мм.}$$

Вычисление разницы максимальных уровней

$$\Delta H = \dots \text{ мм.}$$

Составление градуировочной таблицы

Таблица Б.3

Уровень наполнения, см	Вместимость, м^3	Коэффициент вместимости ²⁾ , $\text{м}^3/\text{мм}$
$h_0^{1)}$	10,503	0,003
$h_0 + 1$	10,533	0,004
$h_0 + 2$	10,575	...
\dots	\dots	\dots
\dots	\dots	\dots
\dots	\dots	\dots
$H_{pp} - 1$	48,345	0,003
H_{pp}	48,375	

¹⁾ Значение h_0 принимают равным 0, если ΔH_0 ; либо $\Delta H_0 + 1$, если $\Delta H > 0$.

²⁾ Коэффициент вместимости – вместимость одного миллиметра высоты наполнения, равная $10,533 - 10,503 = 0,003 \text{ м}^3/\text{мм}$.

Вычисление базовой высоты

$$H_0 = \dots \text{ MM.}$$

Вычисления провёл

подпись, инициалы, фамилия

«_____» _____ г.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

Форма титульного листа градуировочной таблицы и форма градуировочной таблицы

В.1 Форма титульного листа градуировочной таблицы¹

Титульный лист

УТВЕРЖДАЮ

ГРАДУИРОВОЧНАЯ ТАБЛИЦА

на стальной горизонтальный цилиндрический резервуар

_____ № _____ с днищами _____

типа

форма днищ

Организация _____

Погрешность определения вместимости $\pm 0,3\%$

Участок ниже $H_{м.п.}$ = _____ мм для государственных учётных и торговых операций с нефтью и нефтепродуктами, взаимных расчётов между поставщиком и потребителем не используются.

Срок очередной поверки _____

Поверитель

подпись

должность, инициалы, фамилия

подпись

должность, инициалы, фамилия

подпись

должность, инициалы, фамилия

Л.2 Форма градуировочной таблицы

ГРАДУИРОВОЧНАЯ ТАБЛИЦА

Организация _____
Резервуар № _____

Лист

Уровень наполнения, см	Вместимость, м ³	Коэффициент вместимости ²⁾ , м ³ /мм
1	2	3
1		
2		
3		
...		
$H_{и}$		
...		
...		
$H_{пп}$		

¹ Форма титульного листа градуировочной таблицы не подлежит изменению