



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР ПРИКЛАДНОЙ МЕТРОЛОГИИ – РОСТЕСТ»
(ФБУ «НИЦ ПМ – РОСТЕСТ»)**

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора



А.Д. Меньшиков

» 02 2025 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

РЕЗЕРВУАРЫ СТАЛЬНЫЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ РГ2

Методика поверки

РТ-МП-1133-01-2024

г. Москва

2025 г.

1. Общие положения

1.1. Настоящая методика поверки распространяется на резервуары стальные горизонтальные РГ2 (далее – резервуары) и устанавливает порядок проведения их первичной и периодической поверки.

1.2. При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расхода жидкости в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356, подтверждающая прослеживаемость к государственному первичному эталону ГЭТ 63-2019.

1.3. При определении метрологических характеристик поверяемого резервуара используется метод косвенных измерений.

2. Перечень операций поверки

При проведении первичной и периодической поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер пункта МП
	первичной поверке	периодической поверке	
1. Внешний осмотр средства измерений	да	да	7
2. Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	да	да	8.1
3. Опробование (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	да	да	8.5
4. Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	да	да	9

3. Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия влияющих факторов:

- температура окружающего воздуха от 5 °С до 35 °С;
- температура поверочной жидкости:
 - от 5 °С до 35 °С – при применении в качестве поверочной жидкости воды;
 - от 2 °С до 35 °С – при применении в качестве поверочной жидкости дизельного топлива;
- изменение температуры поверочной жидкости в резервуаре и счетчике жидкости за время поверки не должно превышать:
 - 2,0 °С – при применении в качестве поверочной жидкости воды;
 - 0,5 °С – при применении в качестве поверочной жидкости дизельного топлива.

Примечания:

1. Допускается проводить поверку резервуара при температуре окружающего воздуха от минус 15 °С до плюс 35 °С при использовании в качестве основного средства поверки комплекса градуировки резервуаров.

2. При применении в качестве основного средства поверки передвижной установки со сдвигом дозирования и проскоком в качестве поверочной жидкости используют воду, в случае взрывозащищенного исполнения установки допускается использовать в качестве поверочной жидкости дизельное топливо.

4. Требования к специалистам, осуществляющим поверку

4.1. Измерения проводит группа лиц не менее двух человек.

4.2. К проведению поверки допускаются лица имеющие опыт работы в области измерений параметров потока, расхода, уровня и объема веществ, изучившие настоящую методику поверки, эксплуатационную документацию на резервуар и средства поверки, прошедшие инструктаж по охране труда и противопожарной безопасности.

5. Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1. При проведении поверки используют средства поверки, указанные в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Основные средства поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 8.1 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	Средство измерений температуры окружающего воздуха в диапазоне измерений от минус 15 °С до 35 °С, с абсолютной погрешностью измерений $\pm 1,0$ °С	Измерители комбинированные Testo 405, Testo 416, Testo 417, Testo 425, модификации Testo-425 (рег.№ 17273-11)
	Средство измерений температуры жидкости в диапазоне измерений от 2 °С до плюс 35 °С, с пределом допускаемой погрешности не более $\pm 0,5$ °С	Система измерительная Струна+, рег. № 58711-14
	Средство измерений массовой концентрации углеводородов нефти в диапазоне измерений от 50 мг/м ³ до 2000 мг/м ³ , с пределами допускаемой относительной погрешности ± 25 %	Анализатор-течеискатель АНТ-3М, рег. № 39982-14
п. 9 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим	Эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расхода жидкости, соответствующий требованиям к эталонам не ниже 2 разряда по приказу Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356, с номинальным расходом, позволяющим проводить поверку резервуаров в течение не более 6 часов	Расходомер кориолисовый OPTIMASS 7000, рег. № 15381-03

требованиям	Эталон единицы уровня жидкости, соответствующий требованиям к эталонам не ниже 2 разряда по приказу Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3459, в диапазоне значений уровня от 10 мм до 3000 мм, и пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 1 мм	Система измерительная Струна+, рег. № 58711-14
<i>Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, поверенные средства измерений утвержденного типа, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.</i>		

Таблица 3 – Вспомогательные средства поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Наименование
п. 9 Определение метрологических характеристик	Рулетка измерительная с грузом 2-го класса точности по ГОСТ 7502-98, с верхним пределом измерений 3 м. Термометр с ценой деления шкалы 0,1 °С по ГОСТ 28498-90, с диапазоном измерений от 2 °С до плюс 35 °С. Манометр класса точности 0,4 по ГОСТ 2405-88, с верхним пределом измерений 10 МПа. Набор ареометров с ценой деления шкалы 0,5 кг/м³ по ГОСТ 18481-81, с диапазоном измерений от 800 до 1010 кг/м³. Насос для подачи жидкости, снабженный линиями приема и подачи с регулятором расхода (дросселем), фильтром, трехходовым краном, кранами (вентильями) и расширителем струи. Переносной пробоотборник для нефтепродуктов по ГОСТ 2517-2012 Паста индикаторная для определения уровня воды или уровня нефтепродуктов

6. Требования по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1. При проведении поверки необходимо соблюдать:

- общие правила техники безопасности в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003;
- требования действующих инструкций по охране труда и пожарной безопасности;
- указания по технике безопасности, приведённые в эксплуатационной документации на средства поверки.

6.2. Лица, выполняющие измерения при поверке резервуара, должны использовать спецобувь по ГОСТ 12.4.137, строительную каску по ГОСТ 12.4.087 и спецодежду: женщины - комбинезон по ГОСТ 12.4.099, мужчины - комбинезон по ГОСТ 12.4.100.

6.3. Перед началом поверки резервуара проверяют:

- исправность лестницы и перил;
- исправность заземления резервуара и насоса.

6.4. Избыточное давление внутри резервуара должно быть равно нулю.

6.5. Средства, применяемые при поверке резервуара, должны быть во взрывозащищенном исполнении для группы взрывоопасных смесей категории ПВ-Т3 по ГОСТ 31610.20-1 и предназначены для эксплуатации на открытом воздухе.

6.6. Содержание вредных паров и газов в воздухе вблизи резервуара на высоте 2000 мм не должно превышать санитарных норм, установленных ГОСТ 12.1.005:

– 300 мг/м³ - для резервуаров, предназначенных для хранения керосина и масла моторного;

– 100 мг/м³ - для резервуаров, предназначенных для хранения бензина.

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

6.8. Проведение измерений параметров резервуаров во время грозы категорически запрещается.

7. Внешний осмотр средства измерений

7.1. При внешнем осмотре проверяется:

7.1.1. Соответствие конструкции резервуара технической документации.

7.1.2. Отсутствие коррозионных повреждений, трещин, деформаций стенок и днищ резервуара, загрязнений поверхности резервуара, препятствующих проведению поверки.

7.1.3. Отсутствие остатков нефтепродукта во внутреннем объеме резервуара.

7.2. Резервуар, не соответствующий перечисленным выше требованиям, к дальнейшей поверке не допускается до устранения причин несоответствия.

8. Подготовка к поверке и опробование средства измерений

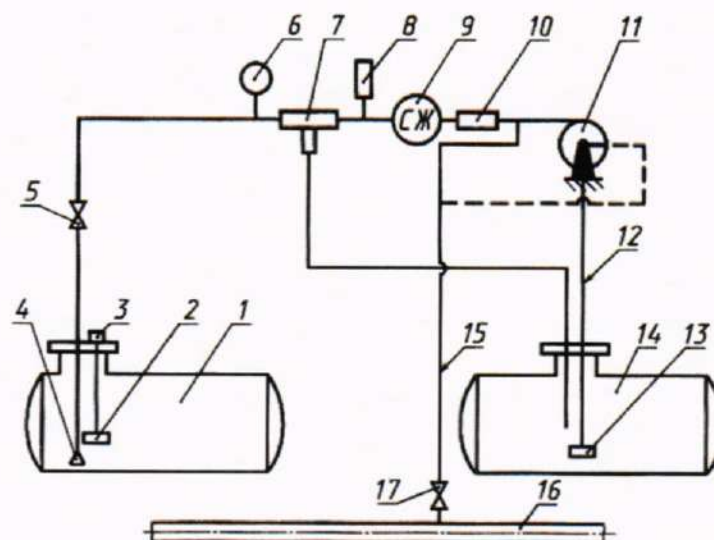
8.1. Проводят контроль условий поверки: производят измерение температуры окружающего воздуха, температуры поверочной жидкости и содержания вредных паров и газов в воздухе вблизи резервуара средствами измерений, указанными в таблице 3. Результаты фиксируют в протоколе поверки. Условия проведения поверки должны соответствовать требованиям раздела 3 настоящей методики.

8.2. Проводят сборку измерительной системы по схеме, приведенной на рисунке 1, и заполнение её поверочной жидкостью. Поверочную жидкость подают в измерительную систему из приемного резервуара с помощью насоса или из технологического (при применении нефтепродуктов) трубопровода или водопровода (при применении воды) с помощью насоса или без него. Удаляют воздух из измерительной системы и проверяют её герметичность при рабочем давлении поверочной жидкости. 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 трубопроводов, шлангов и запорной арматуры наличия течи (каплепадений) и влаги.

8.3. Устанавливают уровнемер на горловине резервуара.

8.4. Опускают в резервуар шланг с расширителем струи.

8.5. Опробование резервуара проводят одновременно с определением метрологических характеристик резервуара.



1 - поверяемый резервуар; 2 - поплавок уровнемера; 3 - уровнемер; 4 - расширитель струи; 5 и 17 - вентили; 6 - манометр; 7 - трехходовой кран; 8 - термометр (измеритель температуры); 9 - счетчик жидкости; 10 - дроссель; 11 - насос; 12 - всасывающая линия насоса; 13 - фильтр; 14 - приемный резервуар; 15 - линия технологической обвязки; 16 - технологический трубопровод (водопровод)

Рис.1. Схема измерительной системы для поверки резервуара с применением уровнемера и счетчика жидкости

9. Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1. Измерение базовой высоты.

Базовую высоту резервуара *Нб* измеряют рулеткой с грузом через измерительный люк или через измерительную трубу в точке, расположенной на плоскости, проходящей через верхнюю образующую и продольную ось резервуара.

Отсчет ведут от риски направляющей планки на измерительном люке или от верхнего среза измерительного люка или измерительной трубы.

Измерение проводят не менее двух раз. Расхождение между результатами двух измерений не должно быть более 2 мм. Результаты измерений вносят в протокол.

9.2. Определение вместимости и градуировка резервуара

При определении вместимости резервуара объемным методом проводят следующие операции.

9.2.1. Перед началом наполнения резервуара поверочной жидкостью, измеряют его базовую высоту резервуара в соответствии с п. 9.1.

9.2.2. Измерение вместимости и градуировку резервуара производят в следующей последовательности:

9.2.3. Исключают возможность попадания воздуха в заполненную поверочной жидкостью измерительную систему. 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. Подают поверочную жидкость из измерительной системы в поверяемый резервуар до заполнения «мертвой» полости резервуара. Снимают показания счетчика

жидкости, уровнемера, измерителя температуры жидкости в резервуаре и измерительной системе. Измеряют плотность поверочной жидкости в отобранной из резервуара в соответствии с ГОСТ 2517 пробе. При применении в качестве поверочной жидкости дизельного топлива, его плотность определяют в лаборатории в соответствии с ГОСТ 3600. Допускается измерение плотности поверочной жидкости непосредственно в резервуаре, при применении автоматизированных средств измерений плотности.

9.2.4. После достижения уровня жидкости, соответствующего «мертвой» полости резервуара, его наполнение дозами жидкости может осуществляться статическим или динамическим методом.

9.2.5. При каждом изменении уровня жидкости в пределах 30 мм прекращают подачу жидкости в резервуар. Одновременно с этим фиксируют значения объема жидкости, прошедшего через счетчик, уровня жидкости в резервуаре, температуры жидкости в измерительной системе и резервуаре, а также давление жидкости в измерительной системе.

9.2.6. Наполнение резервуара производят до максимального уровня жидкости в нем.

9.2.7. По окончании наполнения резервуара поверочной жидкостью, измеряют базовую высоту в соответствии с п. 9.1., а также максимальное значение уровня жидкости в нем.

9.2.8. Результаты измерений вносят в протокол поверки или вводят в программу для расчета градуировочных таблиц на ПК.

9.3. Обработка результатов измерений

9.3.1. Объем j -й дозы жидкости ΔV_j , дм^3 , прошедший через счетчик жидкости, вычисляют по формуле для счетчиков жидкости:

а) с непосредственным отсчетом объема жидкости в дм^3 :

$$\Delta V_j = q_j - q_{j-1} \quad (1)$$

б) с импульсным выходным сигналом в импульсах:

$$\Delta V_j = \frac{N_j - N_{j-1}}{K} \quad (2)$$

в) с непосредственным отсчетом объема жидкости для счетчика жидкости со сдвигом дозирования в дм^3 :

$$\Delta V_j = (q_j - q_{j-1}) \cdot K_c \quad (3)$$

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

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

K - коэффициент преобразования счетчика жидкости, имп./ дм^3 ;

K_c - поправочный коэффициент для счетчика жидкости со сдвигом дозирования и проскоком, вычисляемый по формуле:

$$K_c = 1 + 0,005 \cdot C \quad (4)$$

где C - средний сдвиг дозирования, дм^3 .

9.3.2. Объем налитой в резервуара j -й дозы жидкости ΔV_{pj} , м^3 , соответствующий изменению ее уровня в пределах от 10 до 30 мм, вычисляют по формуле:

$$\Delta V_{pj} = \frac{\Delta V_j}{10^3} \cdot \{1 + \beta_j \cdot (T_{pj} - T_{cj})\} \cdot \left[1 + \gamma \cdot (p_j - \frac{10^{-6}}{2} \cdot \rho_j \cdot g \cdot H_j)\right] \quad (5)$$

где ΔV_j - объем j-й дозы, вычисляемый по формулам (1), (2) или (3);

β_j - коэффициент объемного расширения поверочной жидкости, 1/°C. Его значение принимают: для воды равным 0,0002 1/°C, для нефтепродуктов вычисляется по формуле:

$$\beta_j = \frac{1,825}{\rho_j} - 0,001315 \quad (6)$$

T_{pj} - температура жидкости в резервуаре после поступления в него j-й дозы, °C;

T_{cj} - температура j-й дозы жидкости в трубопроводе, °C;

γ - коэффициент сжимаемости жидкости, 1/МПа. Его значение принимают для воды равным $49 \cdot 10^{-5}$ 1/МПа, для нефтепродуктов определяют в соответствии с ГОСТ 8.599.

p_j - избыточное давление жидкости в счетчике жидкости, МПа;

ρ_j - плотность жидкости, кг/м³ вычисляется по формуле:

$$\rho_j = \rho_{j-1} \cdot \{1 + \beta_{j-1} \cdot (T_{pj} - T_{pj-1})\} \quad (7)$$

g - ускорение свободного падения, м/с² ;

H_j - уровень жидкости в резервуаре, м.

9.3.3. Объем налитой в резервуар начальной дозы жидкости ΔV_{p0} , м³, вычисляют по формуле:

$$\Delta V_{p0} = \frac{\Delta V_0}{10^3} \cdot \{1 + \beta_0 \cdot (T_{p0} - T_{c0})\} \cdot \left[1 + \gamma \cdot (p_0 - \frac{10^{-6}}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot H_0)\right], \quad (8)$$

где ΔV_0 - объем начальной дозы жидкости, прошедший через счетчик жидкости, вычисленный по формулам (1), (2) или (3), дм³;

H_0 - уровень начальной дозы жидкости в резервуаре, м;

T_{p0} - температура жидкости в резервуара, измеренная в ее первой пробе, отобранной из резервуара, °C;

T_{c0} - температура жидкости в трубопроводе в момент отбора первой пробы жидкости из резервуара, °C;

p_0 - избыточное давление жидкости в счетчике жидкости при наливе начальной дозы, МПа;

ρ_0 - плотность начальной дозы жидкости, вычисленная по формуле (7), кг/м³;

β_0 - коэффициент объемного расширения жидкости, вычисляемый по формуле (6) при плотности ρ_0 , измеренной, как указано в п. 9.2.3 настоящей методики.

9.3.4. Базовую высоту резервуара H_6 вычисляют по формуле

$$H_6 = \frac{H_{61} + H_{62}}{2}, \quad (9)$$

где H_{61} , H_{62} – результаты двух измерений базовой высоты, мм.

9.3.5. Максимальный уровень жидкости в резервуаре $H_{p \max}$ вычисляют по формуле

$$H_{p \max} = \frac{(H_{p \max})_1 + (H_{p \max})_2}{2}, \quad (10)$$

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

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

$$\Delta H = H_{p \max} - H_{y \max}, \quad (11)$$

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

Значение ΔH , определенное по формуле (11) может быть, как положительное, так и отрицательное.

9.3.7. Вычисление дозовой вместимости резервуара

Дозовую вместимость резервуара при наливе в него k доз жидкости V_k , м³, вычисляют по формуле

$$V_k = \sum_{j=0}^k (\Delta V_p)_j \cdot \{1 + \beta_j \cdot [(T_p)_k - (T_p)_j]\} \cdot \{1 + \beta_p \cdot [20 - (T_{ст}^p)_k]\}, \quad (12)$$

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 счетчиком жидкости при статическом методе поверки и вычисленный по формуле (5), м³;

$(T_p)_k$ – температура жидкости в резервуаре при наливе в него k доз, °C;

$(T_p)_j$ – температура жидкости в резервуаре при наливе в него j -й дозы, °C;

β_j – коэффициент объемного расширения жидкости, 1/°C. Его значение определяют по формуле (6);

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

$(T_{ст}^p)_k$ – 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 $(\Delta V_p)_N$.

9.4. Составление и порядок расчета градуировочной таблицы резервуара.

9.4.1. Градуировочную таблицу составляет, начиная от плоскости, принятой за начало отсчета H_0 до предельного уровня наполнения $H_{пр}$ с шагом $\Delta H = 1$ см.

9.4.2. В пределах каждого шага (изменения уровня наполнения резервуара на 1 см) вычисляют коэффициент вместимости, равный объему, приходящемуся на 1 мм высоты наполнения резервуара, по формуле:

$$K_j = \frac{V_j - V_{j-1}}{10}, \quad (13)$$

где V_j , V_{j-1} – вместимости резервуара, соответствующие уровням налива H_j и H_{j-1} , соответственно.

9.4.3. Значения посантиметровой вместимости резервуара, указанные в градуировочных таблицах, соответствуют нормированному стандартному значению температуры, равному 15 или 20 °C

9.4.4. Обработка результатов измерений проведенных в соответствии с п. 9.2 выполняется в соответствии с алгоритмом обработки результатов измерений приведенным в п. 9.3.

9.4.5. Посантиметровая вместимость резервуара вычисляется последовательным суммированием коэффициентов вместимости K_j , вычисленных по формуле (13).

9.5. Допускается проведение обработки результатов измерений с применением специализированного программного обеспечения для расчета градуировочных таблиц резервуаров, реализующего алгоритм расчета, приведенный в п. 9.3 настоящей методики поверки.

9.6. Предъявленный на поверку резервуар признают соответствующим метрологическим требованиям, а результаты поверки – положительными, если относительная погрешность определения вместимости резервуара не превышает $\pm 0,25 \%$.

9.7. В случае несоответствия резервуара критериям, изложенным в п. 9.6, резервуар признается не соответствующим метрологическим требованиям, а результаты поверки считают отрицательными.

10. Оформление результатов поверки

10.1. Результаты поверки резервуара оформляют протоколом в произвольной форме с указанием следующих сведений:

- номер и дата протокола;
- наименование, тип и заводской (серийный) номер поверяемого резервуара;
- обозначение документа, по которому выполнена поверка;
- наименование, тип и заводские (серийные) номера применяемых при поверке средства измерений;
- условия проведения поверки;
- фамилия лица, проводившего поверку;
- результаты определения метрологических характеристик.

10.2. Сведения о результатах поверки средств измерений передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

10.3. Свидетельство о поверке или извещение о непригодности к применению средства измерений выдаётся по заявлению владельцев средства измерений или лиц, представивших его в поверку. Свидетельство о поверке или извещение о непригодности к применению средства измерений должны быть оформлены в соответствии с требованиями действующих правовых нормативных документов.

10.4. При положительных результатах поверки на резервуар оформляют градуировочную таблицу с протоколом поверки (оригинал протокола прикладывают к первому экземпляру градуировочной таблицы). Градуировочные таблицы утверждает руководитель организации, проводившей поверку резервуара. Знак поверки наносят на свидетельство о поверке и градуировочные таблицы.

10.5. В целях защиты от непреднамеренного искажения результатов измерений, ежегодно в течение межповерочного интервала, производят измерение базовой высоты резервуара в соответствии с приложением А.

Инженер по метрологии I категории

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized 'A' followed by a checkmark-like flourish.

А.В. Андреев

Приложение А (обязательное)

Порядок проведения ежегодного измерения базовой высоты резервуара

А.1. 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. Измерения проводят в соответствии с п. 9.1 настоящей методики.

А.2. При ежегодном измерении базовой высоты резервуар может быть наполнен до произвольного уровня. Измеренное значение базовой высоты резервуара не должно отличаться от её значения, установленного при предыдущей поверке и указанного в протоколе поверки, более чем на 0,1 %.

А.3. Если это условие не выполняется, резервуар освобождают от жидкости и проводят повторное измерение базовой высоты резервуара.

А.4. Результаты измерения базовой высоты оформляют актом, форма которого приведена в приложении Б.

А.5. При изменении базовой высоты более чем на 0,1 % по сравнению с её значением, установленным при поверке резервуара, устанавливают причину данного изменения и устраняют её. В случае невозможности устранения причины проводят первичную поверку резервуара.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Форма акта измерений базовой высоты резервуара

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель предприятия - владельца резервуара
(директор, главный инженер)

АКТ

измерений базовой высоты резервуара
от " ____ " ____ года

Составлена в том, что комиссия, назначенная приказом по _____
наименование предприятия - владельца резервуара
_____ в составе председателя _____
инициалы, фамилия
и членов _____
инициалы, фамилии
провела контрольные измерения базовой высоты резервуара _____ № _____
тип резервуара
при температуре окружающего воздуха _____ °С.

Базовая высота резервуара, мм		Уровень жидкости в резервуаре, мм
Среднее арифметическое значение результатов двух измерений $(H_б)_к$	Значение базовой высоты, установленное при поверке резервуара $(H_б)_п$	
1	2	3

Относительное изменение базовой высоты резервуара $\delta_б$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_б = \frac{(H_б)_к - (H_б)_п}{(H_б)_п} \cdot 100$$

где значения величин $(H_б)_к$, $(H_б)_п$ приведены в графах 1 и 2 таблицы.

Вывод - требуется (не требуется) внеочередная поверка резервуара.

Председатель комиссии

инициалы, фамилия

Члены комиссии

инициалы, фамилия

инициалы, фамилия