

Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации,
метрологии и испытаний в Омской области»
(ФБУ «Омский ЦСМ»)

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. директора
ФБУ «Омский ЦСМ»



 А.В. Бессонов

МП
«24» июля 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
Резервуары горизонтальные стальные (траншейные) РТС-2000, РТС-5000

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ


ОЦСМ 102196-2020 МП

РАЗРАБОТЧИКИ:

Начальник отдела поверки и
калибровки средств измерений
механических величин
ФБУ «Омский ЦСМ»

 Д.Б. Шестаков

Ведущий инженер по метрологии
ФБУ «Омский ЦСМ»

 Д.А. Воробьев

г. Омск
2020 г.

Настоящая методика поверки распространяется на Резервуары горизонтальные стальные (траншейные) РТС-2000 зав. №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, РТС-5000 зав. №№ 23, 24, 25, 26, 27, 29, 31, 32, 33, 35, 36, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 62, 63, 64 (далее по тексту – резервуары), принадлежащие ФГКУ комбинат «Арктика» Росрезерва, и устанавливает методику их первичной и периодической поверок объемным методом.

Первичную поверку проводят после строительства и гидравлических испытаний резервуара перед вводом в эксплуатацию и капитального ремонта.

Периодическую поверку проводят по истечении интервала между поверками и при внесении в резервуар конструктивных изменений, влияющих на его вместимость.

Интервал между поверками – пять лет.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, приведенные в таблице 1.1.

Таблица 1.1

| Наименование операции | Номер пункта методики поверки |
|-------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| Внешний осмотр | 7.1 |
| Измерение базовой высоты резервуара до определения вместимости | 7.2 |
| Измерение высоты «мертвой» полости резервуара | 7.3 |
| Определение вместимости резервуара | 7.4 |
| Измерение базовой высоты резервуара после определения вместимости | 7.5 |
| Измерение максимального уровня жидкости в резервуаре | 7.6 |
| Обработка результатов измерений | 7.7 |
| Оформление результатов поверки | 8 |

1.2 Если при проведении той или иной операции поверки получен отрицательный результат, поверку прекращают, результаты поверки оформляют в соответствии с разделом 8 настоящей методики.

2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки погрешности измерений параметров резервуаров не должны превышать значений, указанных в таблице 2.1.

Таблица 2.1

| Измеряемый параметр | Пределы допускаемой погрешности измерений |
|--------------------------------|-------------------------------------------|
| Объем дозы жидкости | $\delta: \pm 0,15 \%$ |
| Уровень жидкости | $\Delta: \pm 1,0 \text{ мм}$ |
| Температура жидкости | $\Delta: \pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$ |
| Температура воздуха | $\Delta: \pm 1,0 \text{ }^\circ\text{C}$ |
| Давление жидкости (избыточное) | $\gamma: \pm 0,6 \%$ |

Примечание – В таблице приняты следующие обозначения:
 Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, единица величины;
 δ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %;
 γ – пределы допускаемой приведенной погрешности измерений, %.

2.2 При соблюдении указанных в таблице 2.1 пределов допускаемых погрешностей измерений допускаемая относительная погрешность определения вместимости резервуаров находится в пределах $\pm 0,25 \%$.

2.3 При проведении поверки применяют основные и вспомогательные средства поверки, приведенные в таблице 2.2.

2.4 Эталоны единиц величин, используемые при поверке, должны быть аттестованы в установленном порядке. Средства измерений, используемые при поверке, должны быть поверены в установленном порядке.

Таблица 2.2

| Номер пункта методики поверки | Наименование и тип основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего основные технические требования и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 7.4 | Счетчик жидкости турбинный PNF 100 (рег. № 73899-19): - от 28 до 280 м ³ /ч; δ : $\pm 0,15$ % |
| 7.4 | Система измерительная «Струна» (рег. № 28116-04): - от 10 до 9000 мм; Δ : ± 1 мм; |
| 7.2, 7.3, 7.4, 7.5, 7.6 | Рулетка измерительная металлическая Р10У2Г (рег. №51171-12): - от 0 до 10 м; КТ 2 |
| 7.4 | Манометр цифровой ДМ5002М (рег. № 49867-12): - до 2,5 МПа; γ : 0,06 % |
| 7.4 | Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 (рег. № 303-91): от 0 до + 55 °С; ЦД 0,1 °С; КТ 1 |
| 7.4 | Ареометры общего назначения АОН (рег. № 27442-04): - от 650 до 1070 кг/м ³ , ЦД 0,5 кг/м ³ |
| 6 | Газоанализатор АНКАТ-64М3 (рег. № 73186-18): - контроль содержания горючих газов от 5 до 50 % НКПР; Δ : ± 5 % НКПР |
| 7 | Термометр цифровой Testo 905-T2 (рег. № 38736-08): от - 50 до + 99,9 °С; Δ : ± 1 °С |
| <p>Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, единица величины; δ – пределы допускаемой относительной погрешности, %; γ – пределы допускаемой приведенной погрешности измерений, %; КТ – класс точности; ЦД – цена деления; НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени.</p> | |

2.5 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых счетчиков с требуемой точностью.

3 Требования к квалификации поверителей

К проведению поверки допускаются лица, прошедшие обучение в качестве поверителей данного вида средств измерений, изучившие настоящую методику поверки и эксплуатационную документацию на резервуары и средства их поверки и прошедшие инструктаж по технике безопасности в соответствии с ГОСТ 12.0.004-2015.

4 Требования безопасности

4.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ Р 12.0.001-2013 и ГОСТ 31610.0-2014.

4.2 При проведении поверки соблюдают требования правил безопасности при эксплуатации резервуаров и средств поверки, приведенных в их эксплуатационных документах.

4.3 Лица, выполняющие измерения, должны быть одеты в спецодежду.

4.4 Избыточное давление внутри резервуара должно быть равно нулю.

4.5 Содержание вредных паров и газов в воздухе вблизи резервуара не должно превышать санитарных норм, установленных ГОСТ 12.1.005-88.

4.6 Не допускается вести работу при течи жидкости для измерения вместимости (далее по тексту – жидкости), в соединениях и других неисправностях.

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

4.8 Измерения параметров при проведении поверки резервуаров во время грозы категорически запрещены.

5 Условия поверки

5.1 Температура окружающего воздуха и жидкости от 5 до 35 °С.

Примечание – При применении в качестве жидкости для измерения вместимости нефтепродуктов допускается температура окружающего воздуха от минус 15 до плюс 35 °С, нижний предел температуры жидкости для измерения вместимости допускается до минус 15 °С – при применении бензина или керосина, до плюс 2 °С – при применении дизельного топлива, верхний предел температуры бензина или керосина не должен превышать плюс 25 °С.

5.2 Изменение температуры жидкости в резервуаре и счетчике жидкости за время поверки не должно превышать: 2 °С – при применении воды, 0,5 °С – при применении нефти или нефтепродуктов.

5.3 При невыполнении 5.2 вводят температурные поправки на объем, измеренный через каждое изменение температуры жидкости на 2 °С или 0,5 °С соответственно.

5.4 Расход жидкости должен находиться в нормированных пределах диапазона изменений счетчика жидкости. При этом относительное изменение расхода жидкости в процессе поверки резервуара не более 2 %.

5.5 Характеристики счетчика жидкости должны быть определены для применяемой жидкости.

5.6 Процесс определения вместимости резервуара должен идти без перерывов, приводящих к изменению объема и уровня жидкости в резервуаре, начиная с уровня, равного нулю, до максимального уровня или уровня определенной дозы.

6 Подготовка к поверке

6.1 Проверяют комплектность и работоспособность средств измерений и вспомогательного оборудования.

6.2 Поверяемый резервуар полностью опорожняют и зачищают от остатков хранившейся жидкости.

6.3 Проводят сборку и подключение измерительной системы в соответствии со схемой (приложение А).

6.4 Заполняют измерительную систему жидкостью, удаляют из нее воздух.

6.5 Испытывают измерительную систему на герметичность под рабочим давлением. Измерительную систему считают герметичной, если по истечении 15 мин после наполнения ее жидкостью и создания рабочего давления при визуальном осмотре не обнаруживают в местах соединений уплотнений и на поверхности труб и арматуры наличия течи, каплепадения и влаги.

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают:

- соответствие конструкции и внутренних деталей резервуара технической документации на него;
- исправность и герметичность запорной арматуры резервуара;
- исправность дыхательной арматуры резервуара;
- исправность измерительного люка.

7.2 Измерение базовой высоты резервуара до определения вместимости

7.2.1 Базовую высоту резервуара $H_{бд}$, мм, измеряют рулеткой с грузом не менее двух раз.

7.2.2 Расхождение между результатами двух измерений не должно превышать 2 мм.

7.3 Измерение высоты «мертвой» полости резервуара

7.3.1 Высоту «мертвой» полости резервуара (расстояния по вертикали от днища резервуара до приемно-раздаточного патрубка) $h_{мп}$, мм, измеряют рулеткой с грузом не менее двух раз.

7.3.2 Расхождение между результатами двух измерений не более 2 мм.

7.4 Определение вместимости резервуара

7.4.1 По данным технической документации или по данным измерений определяют максимальную высоту наполнения резервуара.

7.4.2 Определяют параметры счетчика жидкости (коэффициент преобразования, сдвиг дозирования) для применяемого типа жидкости, расхода и условий работы.

7.4.3 Устанавливают уровнемер и измеритель температуры (при его наличии) на резервуаре.

7.4.4 Определение вместимости резервуара в пределах «мертвой» полости

7.4.4.1 В пределах «мертвой» полости измерение вместимости резервуара проводят статическим методом, при этом резервуар наполняют отдельными дозами жидкости, соответствующими изменению уровня на 50 мм. Регистрацию результатов измерений объема, уровня, температуры (в резервуаре и счетчике жидкости), давления жидкости проводят после прекращения подачи жидкости в резервуар через каждое изменение ее уровня на 50 мм.

7.4.4.2 Измеряют уровень жидкости в резервуаре по уровнемеру или измерительной рулеткой с грузом.

7.4.4.3 При достижении уровня жидкости в резервуаре до уровня соответствующего высоте «мертвой» полости $h_{мп}$ отбирают пробу из резервуара переносным пробоотборником по ГОСТ 2517-2012. В случае применения в качестве жидкости нефтепродукта измеряют его плотность ρ_0 , кг/м³, в пробоотборнике в соответствии с ГОСТ 3900-85.

7.4.4.4 При отсутствии измерителя температуры температуру жидкости измеряют в пробоотборнике $(T_p)_0$, °С. 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 мин до принятия столбиком ртути постоянного положения. Не вынимая термометр из жидкости, снимают показания со шкалы термометра.

7.4.5 Определение вместимости резервуара выше «мертвой» полости

7.4.5.1 Измерение вместимости резервуара выше «мертвой» полости проводят статическим или динамическими методами до максимальной высоты наполнения резервуара.

7.4.5.2 При динамическом методе поверки резервуара регистрацию результатов измерений объема, уровня, температуры, давления жидкости проводят (не прекращая подачу жидкости в резервуар) через каждое изменение уровня в резервуаре на 50 мм.

7.4.5.3 При невозможности измерений средней температуры жидкости в резервуаре с помощью измерителя температуры допускается определять среднюю температуру по результатам измерений температур жидкости в точечных пробах, отобранных по ГОСТ 2517-2012 и в соответствии с 7.4.4.4. через каждое изменение уровня жидкости в резервуаре на 500 мм.

7.4.5.4 Расход жидкости, установленный в соответствии с условиями при которых определялись параметры счетчика жидкости по 7.4.2, не должен изменяться более чем на 2 % в процессе поверки резервуара.

7.5 Измерение базовой высоты резервуара после определения вместимости

7.5.1 Базовую высоту резервуара $H_{бп}$, мм, измеряют рулеткой с грузом не менее двух раз.

7.5.2 Расхождение между результатами двух измерений не более 2 мм.

7.5.3 Значение $H_{бп}$ не должно отличаться от $H_{бд}$ более чем на 0,1 %.

7.6 Измерение максимального уровня жидкости в резервуаре

7.6.1 Максимальный уровень жидкости в резервуаре $H_{рmax}$, мм, соответствующий полной вместимости резервуара, измеряют рулеткой с грузом после прекращения подачи доз жидкости в резервуар и выдержки в течение 15 мин не менее двух раз.

7.6.2 Расхождение между результатами двух измерений не должно превышать 2 мм.

7.6.3 За действительное значение максимального уровня принимают среднее арифметическое значение двух измерений.

7.7 Обработка результатов измерений

Обработку результатов измерений осуществляют с помощью персонального компьютера с применением электронных таблиц, калькуляторов или иных программ по формулам, представленным в приложении Б.

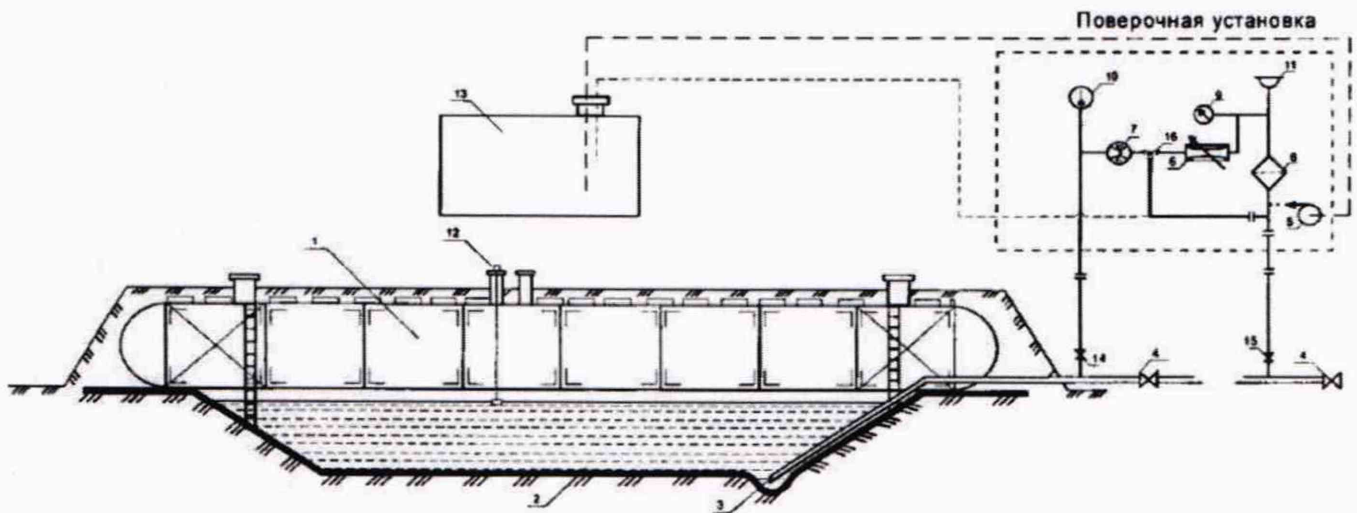
8 Оформление результатов поверки

8.1 Результаты поверки оформляются протоколом, рекомендуемая форма которого приведена в приложении В.

8.2 При положительных результатах поверки оформляется свидетельство о поверке установленного образца. К свидетельству о поверке прилагают градуировочную таблицу и протокол поверки. Форма титульного листа градуировочной таблицы и форма градуировочной таблицы приведены в приложении Г.

8.3 При отрицательных результатах поверки оформляется извещение о непригодности к применению установленного образца с указанием причин непригодности.

Приложение А
(обязательное)
Схема измерений



- 1 – резервуар; 2 – днище; 3 – приемо-раздаточный патрубок; 4 – задвижка; 5 – насос;
6 – дроссель; 7 – счетчик жидкости; 8 – фильтр; 9 – измеритель давления (манометр);
10 – измеритель температуры; 11 – парогазоотделитель; 12 – уровнемер;
13 – расходный резервуар; 14, 15 – задвижки поверочной установки; 16 – трехходовый кран

Рисунок А.1 – Схема измерений уровня

Приложение Б

(обязательное)

Обработка результатов измерений

Б.1 Определение базовой высоты резервуара

Б.1.1 Базовую высоту H_6 , мм, определяют по формуле:

$$H_6 = \frac{H_{61} + H_{62}}{2}, \quad (\text{Б.1})$$

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

Б.1.2 Относительное изменение базовой высоты δH_6 , %, определяют по формуле:

$$\delta H_6 = \frac{H_{6д} + H_{6п}}{H_{6п}} \cdot 100, \quad (\text{Б.2})$$

где $H_{6д}, H_{6п}$ – результаты измерений базовой высоты резервуара до и после определения вместимости резервуара, мм.

Б.2 Определение высоты «мертвой» полости

Высоту «мертвой» полости $h_{мп}$, мм, определяют по формуле:

$$h_{мп} = \frac{h_{мп1} + h_{мп2}}{2}, \quad (\text{Б.3})$$

где $h_{мп1}, h_{мп2}$ – результаты двух измерений высоты «мертвой» полости резервуара, мм.

Б.3 Определение средней температуры жидкости в резервуаре

Среднюю температуру жидкости в резервуаре при поступлении в него j -ой дозы $(T_p)_j$, °С, определяют по формуле:

$$(T_p)_j = \frac{(T_{p1})_j + (T_{p2})_j + (T_{p3})_j}{3}, \quad (\text{Б.4})$$

где $(T_{p1}), (T_{p2}), (T_{p3})$ – температуры жидкости в резервуаре, измеренные на трех уровнях, с которых отбирают пробы по ГОСТ 2517-2012, после поступления в резервуар j -ой дозы жидкости, °С;

j – номер налитой в резервуар дозы жидкости.

Б.4 Определение плотности жидкости в резервуаре после поступления в него j -ой дозы

Плотность жидкости в резервуаре после поступления в него j -й дозы, ρ_j , кг/м³, определяют по формуле:

$$\rho_j = \rho_{j-1} \cdot \{1 - \beta \cdot [(T_p)_j - (T_p)_{j-1}]\}, \quad (\text{Б.5})$$

где β – коэффициент объемного расширения жидкости (для воды $\beta = 2 \cdot 10^{-4}$), °С⁻¹;

$(T_p)_j, (T_p)_{j-1}$ – средние температуры жидкости в резервуаре после поступления в него j -ой и $(j-1)$ -ой дозы жидкости, вычисленные по формуле (Б.4), °С.

Б.5 Определение объемов доз жидкости

Б.5.1 Объем j -ой дозы жидкости $(\Delta V_c)_j$, дм³, прошедший через счетчик жидкости, определяют по формуле:

$$(\Delta V_c)_j = (q_j - q_{j-1}) \cdot K_c, \quad (\text{Б.6})$$

где q_j, q_{j-1} – показания счетчика жидкости, дм³;

K_c – поправочный коэффициент счетчика жидкости.

$$K_c = (1 + 0,005 \cdot C), \quad (\text{Б.7})$$

где C – средний сдвиг дозирования, дм³.

Б.5.2 Объем налитой в резервуар j -ой дозы жидкости $(\Delta V_p)_j$, дм³, соответствующий изменению уровня жидкости в резервуаре, определяют по формуле:

$$(\Delta V_p)_j = (\Delta V_c)_j \cdot \{1 + \beta \cdot [(T_p)_j - (T_c)_j]\} \cdot (1 + \gamma \cdot p_j), \quad (\text{Б.8})$$

где $(\Delta V_c)_j$ – объем j -ой дозы жидкости, определяемый по формуле (Б.6);

β – коэффициент объемного расширения жидкости (для воды $\beta = 2 \cdot 10^{-4}$), °С⁻¹;

$(T_p)_j$ – температура жидкости в резервуаре после поступления в него j -ой дозы жидкости, °С;

$(T_c)_j$ – температура j -ой дозы жидкости в счетчике жидкости, °С;

γ – коэффициент сжимаемости жидкости (для воды $\gamma = 49 \cdot 10^{-5}$), МПа⁻¹;

p_j – избыточное давление жидкости в счетчике жидкости, МПа.

Б.5.3 Объем налитой в резервуар начальной дозы жидкости $(\Delta V_p)_0$, дм^3 , определяют по формуле:

$$(\Delta V_p)_0 = (\Delta V_c)_0 \cdot \{1 + \beta \cdot [(T_p)_0 - (T_c)_0]\} \cdot (1 + \gamma \cdot p_0), \quad (\text{Б.9})$$

где $(\Delta V_c)_0$ – объем первой дозы жидкости, определяемый по формуле (Б.6);

β – коэффициент объемного расширения жидкости (для воды $\beta = 2 \cdot 10^{-4}$), $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

$(T_p)_0$ – температура жидкости в резервуаре после поступления в него начальной дозы жидкости, $^{\circ}\text{C}$;

$(T_c)_0$ – температура первой дозы жидкости в счетчике жидкости, $^{\circ}\text{C}$;

γ – коэффициент сжимаемости жидкости (для воды $\gamma = 49 \cdot 10^{-5}$), МПа^{-1} ;

p_0 – избыточное давление жидкости в счетчике жидкости, МПа .

Б.5.4 Если выполняются условия:

- при применении воды: $p_j \leq 0,5 \text{ МПа}$; $|(T_p)_j - (T_c)_j| \leq 2 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

- при применении нефтепродуктов: $p_j \leq 0,3 \text{ МПа}$; $|(T_p)_j - (T_c)_j| \leq 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

то объем доз по формулам (Б.8), (Б.9) определяют без поправок на давление и температуру.

Б.6 Определение температур жидкости в резервуаре по результатам измерений температур суммарных доз жидкости

Б.7.1 Дозы жидкости $(\Delta V_c)_0, (\Delta V_c)_1, (\Delta V_c)_2 \dots (\Delta V_c)_v$ суммарный объем которых соответствует уровню жидкости равному 500 мм, имеют одинаковую температуру, равную температуре $(T)_v$, измеренной в соответствии с 7.4.4.4, $^{\circ}\text{C}$.

Б.7.2 Температуры жидкости в резервуаре в пределах объема первой суммарной дозы жидкости, соответствующего уровню равному 500 мм, определяют по формулам:

$$(T_p)_1 = (T_p)_0 + \Delta T_1; (T_p)_2 = (T_p)_1 + \Delta T_1; \dots; (T_p)_{v-1} = (T_p)_{v-2} + \Delta T_1; \quad (\text{Б.10})$$

где $(T_p)_0$ – температура жидкости, измеренная в соответствии с 7.4.4.4, $^{\circ}\text{C}$;

$(T_p)_1, (T_p)_2, \dots, (T_p)_{v-1}$ – температуры жидкости в резервуаре при поступлении в него $(\Delta V_p)_1, (\Delta V_p)_2, \dots, (\Delta V_p)_{v-1}$ доз;

ΔT_1 – среднее температурное изменение, приходящееся на каждую дозу жидкости в пределах уровня равного 500 мм, $^{\circ}\text{C}$.

$$\Delta T_1 = \frac{(T_p)_v - (T_p)_0}{v}, \quad (\text{Б.11})$$

где $(T_p)_0$ – температура жидкости, измеренная в соответствии с 7.4.4.4, $^{\circ}\text{C}$;

$(T_p)_v$ – температура жидкости в резервуаре при поступлении в него дозы $(\Delta V_p)_v$, $^{\circ}\text{C}$.

Б.7.3 Температуры жидкости в резервуаре в пределах объема первой и второй суммарных доз, соответствующих уровню 1000 мм, вычисляют по формулам:

$$(T_p)_{v+1} = (T_p)_v + \Delta T_2; (T_p)_{v+2} = (T_p)_{v+1} + \Delta T_2; \dots; (T_p)_{m-1} = (T_p)_{m-2} + \Delta T_2; \quad (\text{Б.12})$$

где $(T_p)_{v+1}, (T_p)_{v+2}, \dots, (T_p)_{m-1}$ – температуры жидкости в резервуаре при поступлении в него $(\Delta V_p)_{v+1}, (\Delta V_p)_{v+2}, \dots, (\Delta V_p)_{m-1}$ доз;

ΔT_2 – среднее температурное изменение, приходящееся на каждую дозу жидкости в пределах уровня равного 1000 мм, $^{\circ}\text{C}$.

$$\Delta T_2 = \frac{(T_p)_m - (T_p)_v}{m-v}, \quad (\text{Б.13})$$

где $(T_p)_m, (T_p)_v$ – температуры жидкости в резервуаре при поступлении в него доз $(\Delta V_p)_m, (\Delta V_p)_v$, $^{\circ}\text{C}$.

Б.7.4 Температуры жидкости в резервуаре в пределах объема первой, второй, третьей и последующих суммарных доз определяются по методике изложенной выше.

Б.8 Определение уровней жидкости

Максимальный уровень жидкости в резервуаре $H_{p \text{ max}}$, мм, определяют по формуле:

$$H_{p \text{ max}} = \frac{H_{p \text{ max } 1} + H_{p \text{ max } 2}}{2}, \quad (\text{Б.14})$$

где $H_{p \text{ max } 1}, H_{p \text{ max } 2}$ – результаты двух измерений максимального уровня жидкости в резервуаре, мм.

Б.9 Определение дозовой вместимости резервуара

Б.9.1 Дозовую вместимость резервуара при наливе в него k доз жидкости V_k , дм³, определяют по формуле:

$$V_k = \sum_{j=0}^k (\Delta V_p)_j \cdot \{1 + \beta \cdot [(T_p)_k - (T_p)_j]\} \cdot \{1 + 3 \cdot \alpha_p \cdot [20 - (T_p)_k]\}, \quad (\text{Б.15})$$

где k – число налитых в резервуар доз жидкости ($k = 0$ при наливе дозы $(\Delta V_p)_0$, $k = 1$ при наливе дозы $(\Delta V_p)_1$, $k = 2$ при наливе дозы $(\Delta V_p)_2$ и т.д. до максимального уровня, соответствующего полной вместимости резервуара);

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

$(\Delta V_p)_j$ – объем j -ой дозы, измеренный счетчиком жидкости при статическом методе поверки и определенный по формуле (Б.8), дм³;

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

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

β – коэффициент объемного расширения жидкости (для воды $\beta = 2 \cdot 10^{-4}$), °С⁻¹;

α_p – коэффициент линейного расширения материала резервуара ($\alpha_p = 12,5 \cdot 10^{-6}$), °С⁻¹.

Б.9.2 При невозможности измерения средней температуры жидкости в резервуаре после налива в него каждой дозы дозовые вместимости определяют при наполнении резервуара:

- до уровня равного 500 мм, $(\Delta V_0)_k$, дм³, по формуле:

$$(\Delta V_0)_k = \sum_{j=0}^k (\Delta V_p)_j \cdot \{1 + \beta \cdot [(T_p)_k - (T_p)_j]\} \cdot \{1 + 3 \cdot \alpha_p \cdot [20 - (T_p)_k]\}, \quad (\text{Б.16})$$

где $(\Delta V_p)_j$ – объем j -ой дозы жидкости, определяемый по формуле (Б.8), дм³;

$(\Delta V_p)_0$ – объем начальной дозы жидкости, определяемый по формуле (Б.9), дм³;

$(T_p)_1, (T_p)_2, \dots, (T_p)_{v-1}$ – температуры жидкости в резервуаре, определяемая по формуле (Б.10), °С;

- до уровня равного 1000 мм, $(\Delta V_1)_k$, дм³, по формуле:

$$(\Delta V_1)_k = \sum_{j=0}^k V_0 \cdot \{1 + \beta \cdot [(T_p)_k - (T_p)_v]\} \cdot \{1 + 3 \cdot \alpha_p \cdot [20 - (T_p)_k]\} + \\ + \sum_{j=v+1}^k (\Delta V_p)_j \cdot \{1 + \beta \cdot [(T_p)_k - (T_p)_j]\} \cdot \{1 + 3 \cdot \alpha_p \cdot [20 - (T_p)_k]\}, \quad (\text{Б.17})$$

где V_0 – объем жидкости в резервуаре, определяемый по формуле (Б.9), без учета температурного расширения материала резервуара при значении $k = v$, дм³;

$(T_p)_{v+1}, (T_p)_{v+2}, \dots, (T_p)_{m-1}$ – температуры жидкости в резервуаре, определяемая по формуле (Б.12), °С;

значения k принимают равными $v + 1, v + 1, \dots, m$;

- до уровня равного 1500 мм, и последующие дозовые вместимости резервуара вычисляют аналогично по методике, изложенной выше.

Приложение В
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки

| | | | | | | | | | |
|-------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|-------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------|-------------------|-----------------------------------------|
| Регистрационный номер протокола поверки 1 | | Дата | | | | | | | |
| | | Число 2 | Месяц 3 | | | | | | |
| | | Год 4 | | | | | | | |
| Место проведения поверки 1 | | | | | | | | | |
| Средства поверки 1 | | | | | | | | | |
| Резервуар | | | | | | | | | |
| Тип 1 | Номер 2 | Назначение 3 | Относительная погрешность определения вместимости резервуара, % 4 ± 0,25 | | | | | | |
| Условия проведения измерений | | | | | | | | | |
| Температура воздуха, °С 1 | | Загазованность, мг/м ³ 2 | | | | | | | |
| Базовая высота резервуара, H_6 | | | | | | | | | |
| До определения вместимости резервуара, мм | | После определения вместимости резервуара, мм | | | | | | | |
| 1-е измерение 1 | 2-е измерение 2 | 1-е измерение 3 | 2-е измерение 4 | | | | | | |
| Высота «мертвой» полости резервуара, $H_{мп}$ | | | | | | | | | |
| Номер измерения 1 1 2 | | Высота «мертвой» полости, мм 2 | | | | | | | |
| Параметры (начальные) жидкости для определения вместимости | | | | | | | | | |
| Наименование 1 | Температура начальная, °С | | Коэффициент сжимаемости γ , 1/МПа 4 | Плотность ρ_0 , кг/м ³ 5 | | | | | |
| | в резервуаре (T_p) ₀ 2 | в счетчике жидкости (T_c) ₀ 3 | | | | | | | |
| Максимальный уровень жидкости | | | | | | | | | |
| Показания измерительной рулетки с грузом $H_{p, макс}$, мм | | Показание уровнемера $H_{у, макс}$, мм | | | | | | | |
| 1-е измерение 1 | | 2-е измерение 2 3 | | | | | | | |
| Результаты измерений | | | | | | | | | |
| Уровень жидкости, мм 1 | Показание счетчика жидкости, дм ³ 2 | Температура жидкости, °С | | Давление в счетчике жидкости, МПа 5 | Уровень жидкости, мм 6 | Показание счетчика жидкости, дм ³ 7 | Температура жидкости, °С | | Давление в счетчике жидкости, МПа 10 |
| | | в счетчике жидкости 3 | в резервуаре 4 | | | | в счетчике жидкости 8 | в резервуаре 9 | |
| Должность 1 | | Подписи, оттиск поверительного клейма 2 | | | Инициалы, фамилия 3 | | | | |

Приложение Г
(рекомендуемое)

Форма титульного листа градуировочной таблицы и форма градуировочной таблицы

Г.1 Форма титульного листа

УТВЕРЖДАЮ

«__» _____ 20__ г.

ГРАДУИРОВОЧНАЯ ТАБЛИЦА
(объемный метод)

на резервуар горизонтальный стальной (траншейный)

тип _____

зав. № _____

организация _____

Относительная погрешность определения вместимости $\pm 0,25 \%$

Участок ниже $h_{мп} =$ _____ мм для государственных учетных и торговых операций с нефтью, нефтепродуктами, взаимных расчетов между поставщиком и потребителем не используется.

Срок очередной поверки «__» _____ 20__ г.

Поверители:

| | |
|-------|---------|
| _____ | _____ |
| ФИО | подпись |
| _____ | _____ |
| ФИО | подпись |
| _____ | _____ |
| ФИО | подпись |

Г.2 Форма градуировочной таблицы

| Уровень наполнения, см | Вместимость, м ³ | Коэффициент вместимости, м ³ /мм | Уровень наполнения, см | Вместимость, м ³ | Коэффициент вместимости, м ³ /мм | Уровень наполнения, см | Вместимость, м ³ | Коэффициент вместимости, м ³ /мм |
|------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------------------|------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------------------|------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

Поверители:

| | |
|-------|---------|
| _____ | _____ |
| ФИО | подпись |
| _____ | _____ |
| ФИО | подпись |
| _____ | _____ |
| ФИО | подпись |