

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО КОНСАЛТИНГ-ИНЖИНИРИНГОВОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ  
«МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор  
ЗАО КИП «МЦЭ»

А.В. Федоров  
2024 г.



## ИНСТРУКЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные для хранения жидких сред РГх

## МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МЦКЛ.0367.МП

г. Москва  
2024 г.

## Содержание

1	Общие положения .....	3
2	Перечень операций поверки .....	3
3	Требования к условиям проведения поверки.....	4
4	Требования к специалистам, осуществляющим поверку .....	4
5	Метрологические и технические требования к средствам поверки .....	5
6	Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки .....	7
7	Внешний осмотр средства измерений .....	7
8	Подготовка к поверке и опробование средства измерений.....	8
9	Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям .....	14
9.1	Определение метрологических характеристик резервуара объёмным статическим методом.....	14
9.2	Определение метрологических характеристик резервуара с применением уровнемера и счётчика жидкости.....	18
9.3	Вычисление дозовой вместимости резервуара .....	20
9.4	Составление градуировочной таблицы .....	21
10	Оформление результатов поверки .....	22
	ПРИЛОЖЕНИЕ А (рекомендуемое) Форма протокола поверки резервуара .....	23
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б (рекомендуемое) Форма журнала обработки результатов измерений при поверке объёмным методом.....	25
	ПРИЛОЖЕНИЕ В (рекомендуемое) Форма титульного листа градуировочной таблицы и форма градуировочной таблицы .....	27

## 1 Общие положения

Настоящая методика поверки применяется для поверки резервуаров стальных горизонтальных для хранения жидких сред РГх (далее - резервуар), серийно изготавливаемые Обществом с ограниченной ответственностью «Вектор» (ООО «Вектор»), Россия, по ТУ 28.99.39.190-011-68895675-2018 Резервуары стальные горизонтальные для хранения жидких сред РГх. Технические условия (с Изменениями №1), предназначенные для измерений объема светлых нефтепродуктов, воды и других неагрессивных жидкостей.

Методика поверки устанавливает методы и средства первичной (при выпуске из производства) и периодической (в том числе после ремонта) поверок.

В результате поверки должна быть построена градуировочная таблица резервуара или его отдельных секций, вместимостью от 2 до 100 м<sup>3</sup> с допускаемой относительной погрешностью определения вместимости ±0,3 %.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единиц объёма (массы) в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (далее – ГПС), утвержденной Приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 (далее – приказ Росстандарта № 2356), подтверждающая прослеживаемость к государственному первичному эталону ГЭТ 63-2019.

Для резервуаров установлены объёмные (динамический или статический) методы поверки. Допускается комбинация динамического и статического методов поверки.

Для резервуаров, номинальной вместимостью от 3 до 100 м<sup>3</sup> допускается применение геометрического метода поверки по ГОСТ 8.346.

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

При поверке динамическим или статическим методом применяется метод косвенных измерений с использованием рабочих эталонов 2 разряда из частей 1 и 2 ГПС, утверждённой приказом Росстандарта № 2356, средств измерений температуры по ГОСТ 8.558, средств измерений уровня в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов, утверждённой приказом Росстандарта от 30.12.2019 № 3459, (далее – приказ Росстандарта № 3459). 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, объём жидкости измеряют счётчиком жидкости, при статическом – мерниками.

## 2 Перечень операций поверки

2.1 При поверке резервуаров должны выполняться следующие операции, указанные в таблице 2.

Таблица 2

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций при		Номер раздела (пункта) методики поверки в соответствии с которым выполняются операции поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
1 Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	7
2 Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	8
3 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9
4 Оформление результатов поверки	Да	Да	10

### **3 Требования к условиям проведения поверки**

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

3.2 При проведении поверки, кроме того, соблюдаются следующие условия:

- температура окружающего воздуха и поверочной жидкости  $(20\pm15)$  °C.

- изменение температуры поверочной жидкости в резервуаре и счетчике жидкости за время поверки не должно превышать:

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

0,5 °C — 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 °C до плюс 35 °C (только при применении установки).

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

3.3 При невыполнении требований к изменению температуры в счётчике жидкости из состава поверочной установки (далее — счётчика жидкости), вводят температурные поправки на объём, измеренный через каждое изменение температуры поверочной жидкости в резервуаре на 2 °C и 0,5 °C.

3.4 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.

3.5 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.

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

3.7 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.

3.8 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.

### **4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку**

4.1 Поверку резервуара проводит физическое лицо, прошедшее курсы повышения квалификации и аттестованное в качестве поверителя, прошедших специальную подготовку и инструктаж по технике безопасности в соответствии с ГОСТ 12.0.004-90 и изучивших техническую документацию на резервуар, средства поверки, настоящую инструкцию.

4.2 Измерения величин при поверке резервуара проводят группа лиц, включая поверителя, 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.

## 5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки резервуаров применяют средства поверки, указанные в таблице 3.

Таблица 3

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 окружающей среды, в диапазоне измерений от минус 10 °C до плюс 40 °C, с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ±1,0 °C	Измеритель-регистратор параметров микроклимата ТКА-ПКЛ(26)-Д, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 76454-19. (далее – термогигрометр)
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды, в диапазоне измерений от 30 % до 80 %, с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ±5 %	
	Средство измерений атмосферного давления, в диапазоне от 84 до 106,7 кПа, с пределами допускаемой абсолютной погрешности ±0,5 кПа	
п.9.1 Определение метрологических характеристик резервуара объёмным статическим методом	Рабочие эталоны единицы объема жидкости 2-го разряда по приказу Росстандарта № 3256 – мерники эталонные 2-го разряда номинальной вместимостью 2; 5; 10; 20; 50; 100; 200; 500; 1000 дм <sup>3</sup> , с основной погрешностью не более ± 0,1 %	Мерники эталонные 2-го разряда М2р, регистрационный номер 20835-05, номинальная вместимость при температуре 20 °C, 2; 5; 10; 20; 50; 100; 200; 500; 1000 дм <sup>3</sup> , относительная погрешность мерника при температуре 20 °C не превышает ±0,1 % номинальной вместимости. (далее – мерник)
	Рулетка измерительная металлическая 2-го класса точности с грузом по ГОСТ 7502	Рулетка измерительная металлическая Р10УЗП, регистрационный номер 67047-17. (далее – рулетка)

Продолжение таблицы 3

Операции поверки, требующие применения средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
9.2 Определение метрологических характеристик резервуара объёмным динамическим методом	Рабочий эталон 2-го разряда по приказу Росстандарта № 3459 – набор уровнемеров с диапазоном измерений от 0,01 до 4 м, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 1$ мм	Установка поверочная передвижная КИПР, регистрационный номер 86747-22, диапазон измерений уровня от 10 до 4000 мм, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 1$ мм, диапазон измерений температуры от -40 °C до +55 °C, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,5$ °C, минимальный измеряемый объём при выдаче жидкости 200 дм <sup>3</sup> с пределами допускаемой относительной погрешности измерений объёма $\pm 0,15$ %. (далее – КИПР)
	Рабочий эталон единицы объема жидкости 2-го разряда по приказу Росстандарта № 2356 – установка поверочная (передвижная) с расходомером с пределами допускаемой погрешности $\pm 0,15$ %	
9 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Термометр с ценой деления шкалы 0,2 °C по ГОСТ 28498	Измеритель температуры портативный ИТ-17К-02, регистрационный номер 35808-07
8.10 Контроль рабочего давления (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	Манометр класса точности 0,4 по ГОСТ 2405	Преобразователь давления измерительный DM 10, регистрационный номер 56795-14
8.10 Контроль рабочего давления (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	Секундомер 3-го класса точности с ценой деления шкалы 0,2 с	Секундомер электронный Интеграл С-01, регистрационный номер 44154-16
п.8 Сборка и применение измерительной схемы (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	Вспомогательные ёмкости и шланги, насос для подачи жидкости, снабженный линиями приема и подачи с кранами (вентилями), регулятором расхода (дросселем), фильтром и трехходовым краном	Вспомогательные ёмкости и шланги, насос для подачи жидкости, снабженный линиями приема и подачи с кранами (вентилями), регулятором расхода (дросселем), фильтром и трехходовым краном
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице		

## **6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки**

6.1 При проведении поверки соблюдают требования безопасности объекта, на котором установлен резервуар, а также изложенные в эксплуатационных документах на резервуар и средства поверки.

6.2 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.

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

6.4 Опасными производственными факторами при проведении поверки являются пары нефтепродуктов и высота резервуара.

6.5 Перед началом поверки резервуара проверяют:

- исправность лестниц и перил резервуара;
- исправность заземления резервуара, насоса и поверочной установки.

6.6 Избыточное давление внутри резервуара должно быть равно нулю.

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

6.8 Электрооборудование (СИ и вспомогательное оборудование, применяемое при поверке) должно быть во взрывозащищённом исполнении и удовлетворять требованиям:

- Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работ во взрывоопасных средах»;
- ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) «Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)»;
- ГОСТ 31610.19-2022 «Взрывоопасные среды. Часть 19. Текущий ремонт, капитальный ремонт и восстановление оборудования»;

Данное требование по взрывозащищённости не распространяется на средства поверки, если в качестве поверочной жидкости применяют воду.

6.9 Содержание вредных паров и газов в воздухе вблизи или внутри<sup>1</sup> резервуара в рабочей зоне на высоте 2000 мм не должно превышать санитарных норм, установленных ГОСТ 12.1.005.

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

6.11 Надписи и условные знаки, выполненные для обеспечения безопасной эксплуатации средств поверки должны быть четкими.

6.12 Доступ к средствам измерений и обслуживаемым при поверке элементам оборудования должен быть свободным.

6.13 Поверителя обеспечивают средствами индивидуальной защиты в соответствии с действующими типовыми нормами и требованиями.

## **7 Внешний осмотр средства измерений**

7.1 Путем внешнего осмотра проверяют на месте соответствие конструкции и внутренних деталей резервуара технической документации на него.

7.2 Проверяют соответствие внешнего вида и маркировки описанию и изображению, приведённому в описании типа, а также требованиям технической и эксплуатационной документации.

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

<sup>1</sup> При измерениях внутренних параметров резервуара

7.4 Проверяют состояние фундамента резервуара.

7.5 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если установлено полное соответствие внешнего вида, комплектности и маркировки требованиям эксплуатационной документации, а также отсутствие повреждений и дефектов, препятствующих проведению поверки.

7.6 Результаты внешнего осмотра регистрируют в протоколе.

## 8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

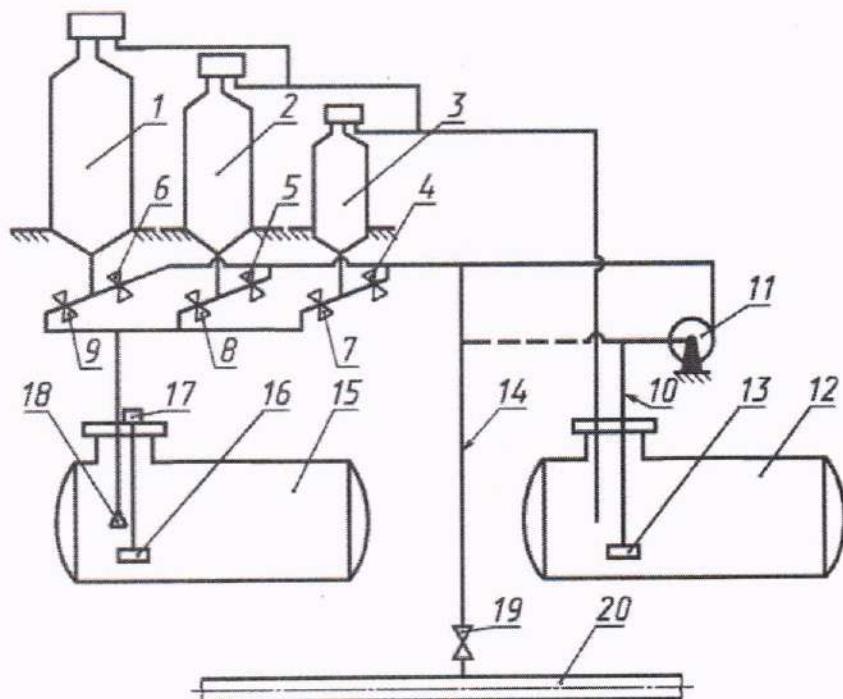
Перед проведением поверки должны быть проведены следующие подготовительные работы:

8.1 Проверяют выполнение требований раздела 3 к условиям поверки.

8.2 Проверяют комплектность и работоспособность средств поверки.

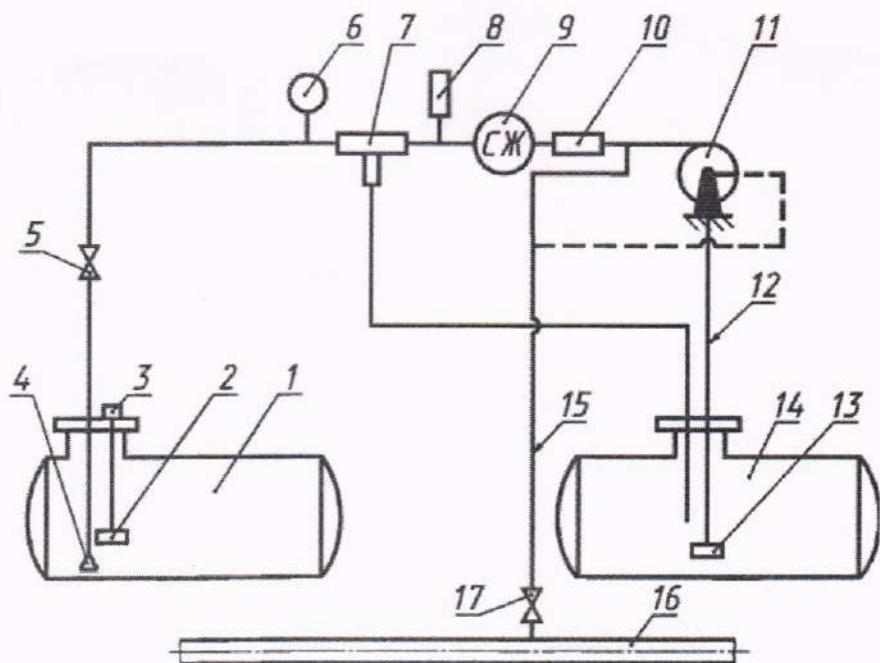
8.3 Резервуар полностью опорожняют и зачищают от остатков хранившейся жидкости.

8.4 Проводят сборку измерительной схемы (по схемам, приведенным на рисунках 1 и 2).



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

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



1 — поверяемый резервуар; 2 — поплавок уровнямера; 3 — уровеньмер; 4 — расширитель струи; 5, 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 связки; 16 — технологический трубопровод (водопровод)

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

8.5 Устанавливают уровеньмер на горловине резервуара.

8.6 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.

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

8.8 Поверочную 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 водопровода (при применении воды) с помощью насоса или без него.

8.9 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 (рисунок 2) переводят в положение «Измерение».

8.10 Измерительную систему считают герметичной, если по истечении 15 мин после наполнения ее поверочной жидкостью и создания рабочего давления (0,02 МПа) при визуальном осмотре не обнаруживают в местах соединений уплотнений и на поверхности труб и арматуры наличия течи (каплепадений) и влаги.

8.11 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 секундометра;

- 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  $Q$ ,  $\text{dm}^3/\text{s}$ , через счетчик жидкости рассчитывают по формулам:

1) для счетчиков с непосредственным отсчетом объема жидкости в  $\text{dm}^3$ :

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

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,  $\text{dm}^3$ , имп., соответственно;

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

$\tau$  - время, определяемое по секундомеру, с;

$K$  - коэффициент преобразования счетчика, имп./ $\text{dm}^3$ ; определяют по шкале счетного механизма конкретного счетчика.

8.12 Расход поверочной жидкости, рассчитанный по формулам (1) или (2), должен находиться в пределах поверенного диапазона измерений счетчика жидкости по 3.5. Если это условие не выполняется, то с помощью регулятора расхода (дропселя) 10 (рисунок 2) изменяют расход поверочной жидкости, проходящей через счетчик жидкости.

### 8.13 Измерения базовой высоты резервуара

8.13.1 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.

8.13.2 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.

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.

8.14 Измерения глубины заложения горловины внутрь цилиндрической части резервуара

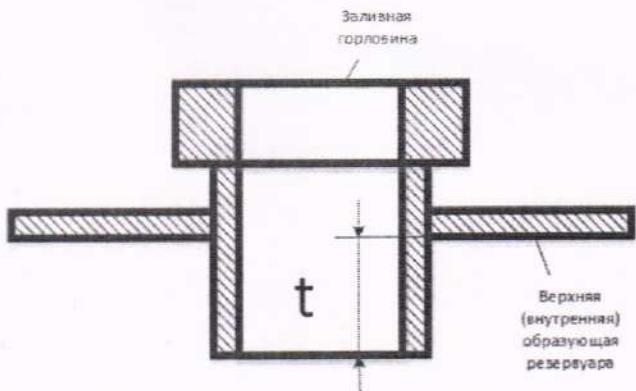


Рисунок 3 Схема измерений глубины заложения горловины

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

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

#### 8.15 Измерения высоты «мёртвой» полости наземного резервуара

8.15.1 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.

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

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

#### 8.16 Измерения высоты «мёртвой» полости подземного и заглубленного резервуаров

8.16.1 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  $h_{\text{п.т}}$  (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.

8.16.2 Расстояние  $h_{\text{п.т}}$  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 рулеткой. Отсчитывают показания рулетки с точностью до 1 мм;

г) измеряют расстояние  $c_0$  измерительной рулеткой с усилием  $(10 \pm 1)$  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.

8.16.3 Расстояние  $h_{\text{п.т}}$  вычисляют по формуле

$$h_{\text{п.т}} = b_0 + c_0, \quad (3)$$

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

8.16.5 Смещение  $F$  (рисунок 4), расстояние между верхним краем фланца горловины 2 и верхним краем измерительной трубы 1 или верхним краем измерительного люка 4 (при наличии) по вертикали, измеряют металлической измерительной рулеткой с точностью до 1 мм.

8.16.6 Показания в каждой точке снимают не менее двух раз. Расхождение между результатами двух измерений не должно быть более 1 мм.

8.16.7 Высоту «мертвой» полости резервуара:

- при наличии измерительной трубы  $h''_{\text{м.п}}$  вычисляют по формуле

$$h''_{\text{м.п}} = F + H_6 + h_{\text{р.т}} + \delta_{\text{пр}}, \quad (4)$$

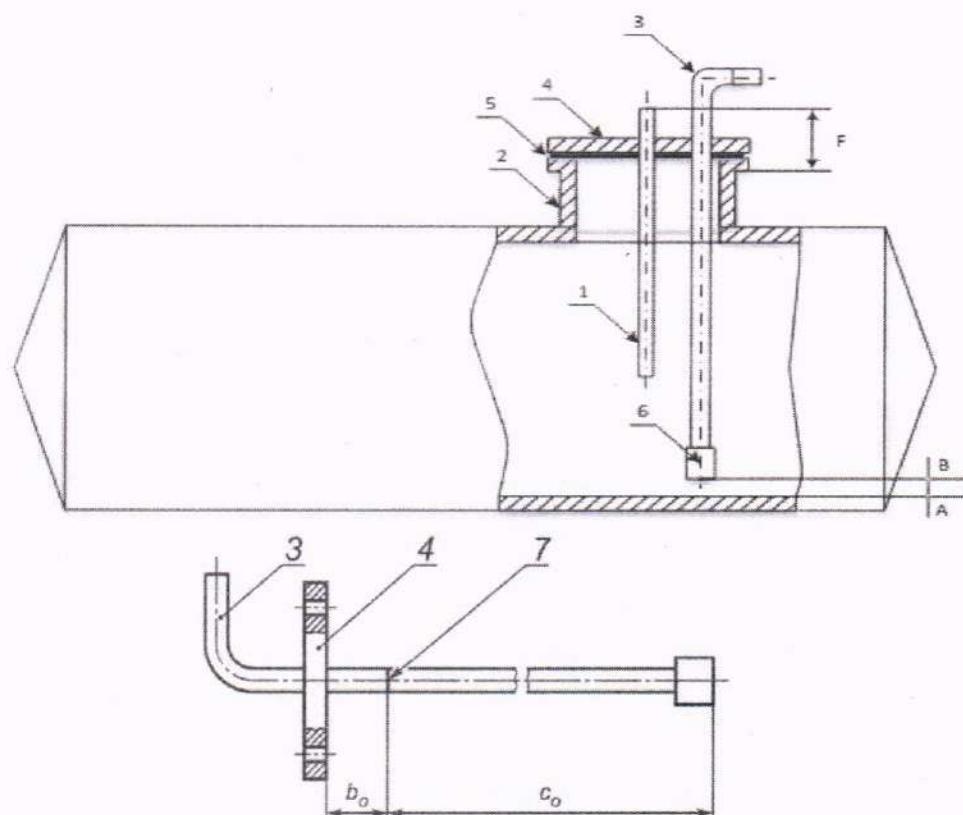
- при отсутствии измерительной трубы  $h'''_{\text{м.п}}$  вычисляют по формуле

$$h'''_{\text{м.п}} = F + H_6 \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + \eta^2}} - h_{\text{р.т}} + \delta_{\text{пр}}, \quad (5)$$

где  $\eta$  - степень наклона резервуара.

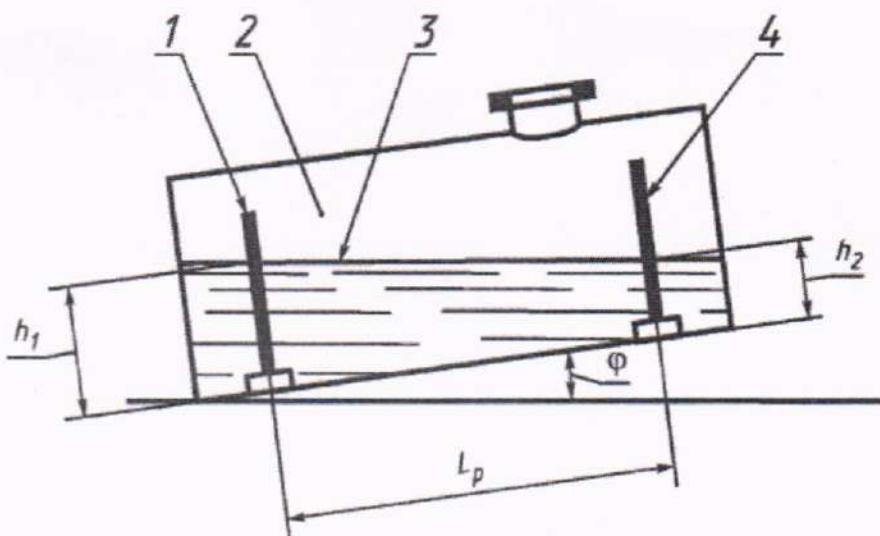
8.16.8 Степень наклона резервуара определяют по результатам внутренних измерений.

8.16.9 При внутренних измерениях (рисунок 5) в резервуар наливают небольшое количество воды и с помощью двух линеек, имеющих миллиметровые шкалы, измеряют уровни воды в двух сечениях ( $h_1$ , и  $h_2$ ) расположенных в противоположных концах резервуара.



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 ( $h''_{\text{м.п}}$ ); 7 — отметка на поверхности расходной  
трубы;  $b_o$  — расстояние между нижним краем крышки горловины до отметки;  
 $c_o$  — расстояние от отметки до нижнего края приемного клапана или приемного  
устройства

Рисунок 4 – Схема резервуара с расходной трубой



1,4 — измерительные металлические линейки; 2 — резервуар; 3 — вода

Рисунок 5 – Схема измерений угла наклона резервуара с применением линеек с магнитными держателями

8.16.10 Расстояние между трубками (линейками)  $L_p$  измеряют с помощью измерительной рулетки.

Показания измерительной рулетки, трубок и линеек отсчитывают с погрешностью до 1 мм.

8.16.11 Степень наклона резервуара вычисляют по формуле

$$\eta = \frac{|h_1 - h_2|}{L_p}, \quad (6)$$

8.16.12 Результаты проверки считаются удовлетворительными, если выполняется условие:

$$\eta \leq 0,03.$$

8.16.13 Результаты измерений  $h_1$ ,  $h_2$ ,  $L_p$ , а также результат расчёта степени наклона резервуара вносят в протокол, форма которого приведена в приложении В.

8.16.14 Результаты вычислений  $h''_{\text{м.п.}}$ ,  $h'''_{\text{м.п.}}$  вносят в протокол поверки (приложение А).

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

8.17.1 Расстояние между расходной трубой и поднятым краем цилиндрической части резервуара  $l_{\text{pt}}$  (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.

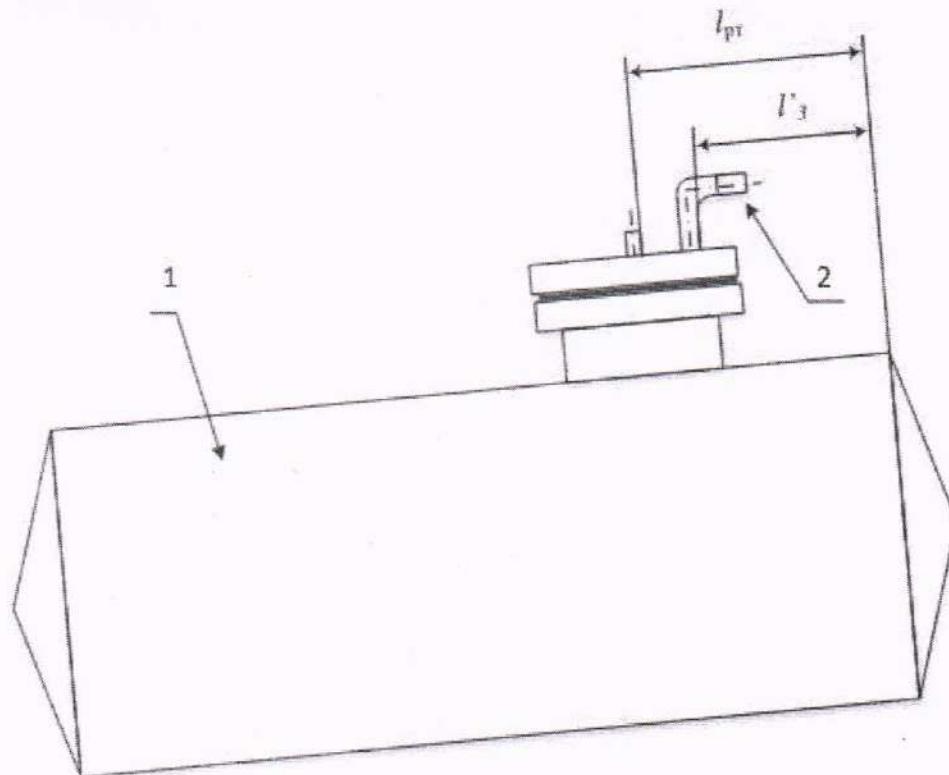
За значение величины  $l_{\text{pt}}$  принимают среднее арифметическое значение результатов измерений, округленное до 1 мм.

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

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

8.18.1 Расстояние между измерительной трубой и поднятым краем цилиндрической части резервуара  $l'_3$  (рисунок 6) 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.



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 6 – Схема измерения параметра  $l_{pt}$  резервуара с расходной трубой

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.

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

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

### 9.1 Определение метрологических характеристик резервуара объемным статическим методом

9.1.1 Предварительно вычисляют:

а) полную вместимость цилиндрической части  $V_n$ , дм<sup>3</sup>, резервуара по формуле

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

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  $\Delta V_j$ , дм<sup>3</sup>, соответствующий изменению уровня жидкости в резервуаре не более чем на 30 мм, по формуле

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

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

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

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

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

$H_j$  — уровень жидкости, мм.

9.1.2 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 (8).

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

9.1.4 В порядке, указанном в 9.1.2 и 9.1.3, 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.

9.1.5 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».

9.1.6 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.

9.1.7 Допускается отбор проб жидкости из резервуара и измерения температуры проводить через каждое изменение уровня жидкости в резервуаре на 500 мм, как указано в 9.1.4.

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.

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

$$H_{\text{пр}} = D - t \quad (10)$$

где  $D$  — внутренний диаметр резервуара, мм;

$t$  — глубина заложения горловины, мм.

9.1.9 Значение  $t$  определяют по результатам измерений глубины заложения горловины в соответствии с 9.1.5.

9.1.10 Измеряют измерительной рулеткой с грузом:

максимальный уровень жидкости в резервуаре  $H_{\text{max}}$ ;

базовую высоту резервуара  $H_6$ .

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.

9.1.11 Значение базовой высоты, определенное по 9.1.10, не должно отличаться от значения, установленного 8.14, более чем на 0,1 %.

9.1.12 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  $\rho_0$  в резервуаре, глубины заложения горловины  $t$  базовой высоты  $H_b$ , максимального уровня  $H_{max}$  вносят в протокол, форма которого приведена в приложении А.

9.1.13 Обработка результатов измерений

Объем  $j$ -й дозы жидкости  $(\Delta V^M)_j$ ,  $\text{dm}^3$ , измеренный мерником (мерниками), вычисляют по формуле

$$(\Delta V^M)_j = (nV_1^M + mV_2^M + \dots + \lambda V_k^M) \{1 + \beta_M [(T_{ct})_j - 20]\}, \quad (11)$$

где  $V_1^M, V_2^M, \dots, V_k^M$  - номинальные вместимости мерников,  $\text{dm}^3$ ;

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

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

$(T_{ct})_j$  - 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, определенные по результатам  $n, m, \dots, \lambda$  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, ...

Объем налитой в резервуар  $j$ -й дозы жидкости  $(\Delta V_p^M)_j$ ,  $\text{m}^3$ , 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  $(\Delta V^M)_j$  - объем дозы, жидкости, вычисленный по формуле (10),  $\text{dm}^3$ ;

$\beta_j$  - коэффициент объемного расширения жидкости,  $1/\text{°C}$ ;

Коэффициент объемного 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  $\rho_j$  - плотность жидкости в резервуаре после поступления в него  $j$ -й дозы жидкости,  $\text{kg/m}^3$ ;

$(T_p)_j$  - 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),  $^\circ\text{C}$ .

Объем 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),  $\text{dm}^3$ ;

$\beta_0$  - коэффициент объёмного расширения жидкости, вычисляемый по формуле (14) при плотности  $\rho_0$ , измеренной как указано в 9.1.5,  $1/\text{°C}$ ;

$(T_p)_0$  - 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),  $^{\circ}\text{C}$ .

Плотность жидкости в резервуаре после поступления в него  $j$ -й дозы  $\rho_j$  вычисляют по формуле

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

Температуры жидкости в пределах первой суммарной дозы жидкости  $(T_p)_1, (T_p)_2, (T_p)_3, \dots, (T_p)_{s-1}$ ,  $^{\circ}\text{C}$ , 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,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\Delta T_1$  - среднее температурное изменение, приходящееся на каждую дозу жидкости в пределах первой суммарной дозы,  $^{\circ}\text{C}$ , 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  $(\Delta V_p^M)_0$ ,  $^{\circ}\text{C}$ ;

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

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,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\Delta T_2$  - среднее температурное изменение, приходящееся на каждую дозу жидкости в пределах второй суммарной дозы,  $^{\circ}\text{C}$ , 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  $(\Delta V_p^M)_m$ ,  $^{\circ}\text{C}$ .

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.

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

Разность максимальных уровней жидкости в резервуаре  $\Delta H$ , 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  $\Delta H$ , определённое по формуле (22), может быть положительным и отрицательным.

Результаты вычислений по формулам (13), (14), (18), (20), (21) вносят в журнал, форма которого приведена в приложении Б.

## 9.2 Определение метрологических характеристик резервуара с применением уровнемера и счётчика жидкости

9.2.1 Поверку 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 ( $T_t$ )<sub>0</sub>;
- з) выключить насос 11 или закрыть вентиль 17 и снять показание счетчика жидкости 9  $q_1(N_1)$ .

9.2.2 Включают насос 11 или открывают вентиль 17 и в пределах 1/20 части номинальной вместимости резервуара поверку 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 ( $T_t$ )<sub>j</sub>. Отбирают пробу жидкости из резервуара и измеряют ее температуру ( $T_p$ )<sub>j</sub> и плотность  $\rho_0$  в соответствии с 9.1.5, 9.1.6 и 9.1.7.

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

9.2.4 После наполнения резервуара дозами жидкости в пределах 19/20 частей номинальной вместимости резервуара поверку его проводят до предельного уровня по 9.1.9 статическим методом в соответствии с 9.2.2.

9.2.5 Измеряют базовую высоту  $H_b$  и максимальный уровень жидкости в резервуаре  $H_{max}$  в соответствии с 9.1.10, 9.1.11.

9.2.6 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  $\rho_0$  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.

### 9.2.7 Обработка результатов измерений

Объём  $j$ -й дозы жидкости  $(\Delta V^c)_j$ ,  $\text{дм}^3$ , 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  $\text{дм}^3$

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

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

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

$K$  - коэффициент преобразования счетчика, имп./ $\text{дм}^3$ ; 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,  $\text{дм}^3$ .

Объем налитой в резервуар  $j$ -й дозы жидкости  $(\Delta V_p^c)_j$ ,  $\text{м}^3$ , 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),  $\text{дм}^3$ ;

$\beta_j$  - 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,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\gamma$  -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,  $\text{МПа}$ ;

$g$  - ускорение свободного падения,  $\text{м}/\text{с}^2$ ;

$H_j$  - уровень жидкости в резервуаре, м.

Объем налитой в резервуаре начальной дозы жидкости  $(\Delta V_p^c)_0$ ,  $\text{м}^3$ , как указано в 9.2.1, 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,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\beta_0$  - коэффициент объемного расширения жидкости, вычисляемый по формуле (14) при плотности  $\rho_0$ , измеренной как указано в 9.1.5,  $1/^{\circ}\text{C}$ .

Максимальный уровень жидкости в резервуаре  $H_{\text{p max}}$  определяют в соответствии с 9.1.13 и вычисляют по формуле (21).

Разность максимальных уровней жидкости в резервуаре вычисляют по формуле (17).

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

Если выполняются условия:

а) при применении воды

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

$$\left| (T_p)_j - (T_{\text{M}})_j \right| \leq 2 \text{ } ^{\circ}\text{C}; \quad \left| (T_p)_j - (T_c)_j \right| \leq 2 \text{ } ^{\circ}\text{C};$$

б) при применении нефтепродуктов

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

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

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

### 9.3 Вычисление дозовой вместимости резервуара

9.3.1 Дозовую вместимость резервуара при наливе в него  $k$  доз жидкости  $V_k, \text{ м}^3$ , вычисляют по формуле

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

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),  $\text{м}^3$ ;

$(T_p)_k$  - 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,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\beta_j$  - коэффициент объемного расширения жидкости,  $1/^{\circ}\text{C}$ . Его значение определяют по формуле (13);

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

$(T_{\text{ct}}^{\text{p}})_k$  - 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  $(\Delta V_p)_N$ .

9.3.2 При невозможности измерения температуры жидкости в резервуаре при наливе в него каждой дозы в соответствии с 9.1 или 9.2 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 (16), используя результаты измерений температур  $(T_p)_0$  и  $(T_p)_s$ .

б) при наполнении резервуара второй суммарной дозой

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

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).

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

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

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

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

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

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

#### 9.4 Составление градиуровочной таблицы

9.4.1 Градиуровочную таблицу составляют (начиная от плоскости, принятой за начало отсчета, до предельного уровня наполнения  $H_{np}$  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),  $m^3$ ;

$H_i$  - текущий уровень наполнения резервуара, см.

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

9.4.3 В пределах каждого шага (изменения уровня наполнения резервуара на 1 см) вычисляют коэффициент вместимости  $\theta$ , 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 (31).

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

9.4.5 Порядок расчета при составлении градуировочной таблицы

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

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

9.4.5.3 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.

Результаты поверки резервуара считаются положительными (допускаемая относительная погрешность определения вместимости резервуара  $\pm 0,3\%$ , если выполнены требования раздела 5 к средствам измерений, применяемым при поверке и составлена градуировочная таблица резервуара.

## 10 Оформление результатов поверки

10.1 По результатам поверки оформляют протокол поверки по форме, приведённой в приложении А.

10.2 При выполнении расчётов вручную, оформляют журнал обработки результатов измерений при поверке по форме, приведённой в приложении Б.

10.3 При положительных результатах поверки на каждую камеру резервуара оформляют градуировочную таблицу с протоколом поверки.

10.4 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.

10.5 Градуировочные таблицы на резервуары утверждает руководитель организации проводившей поверку.

10.6 Форма градуировочной таблицы приведены в приложении В.

10.7 Сведения о результатах поверки размещаются в Федеральном информационном фонде по обеспечению измерений.

10.8 По заявлению владельца поверяемого резервуара, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку выдает свидетельство о поверке или извещение о непригодности к применению средства измерений.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
 (рекомендуемое)  
**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, °C	Загазованность, мг/м <sup>3</sup>

Таблица А.3 - Параметры резервуара

Коэффициент объемного расширения материала, 1/°C мерников $\beta_m$	Внутренний диаметр $D$ , мм резервуара $\beta_p$	Длина цилиндрической части $L$ , мм	Глубина заложения горловины $l$ , мм	
			1-е измерение	2-е измерение

Таблица А.4 - Параметры (начальные) поверочной жидкости

Наименование	Температура начальная, °C			Коэффициент сжимаемости $\gamma$ , 1/МПа	Плотность $\rho_0$ , кг/м <sup>3</sup>
	в резервуаре $(T_p)_0$	в мернике $(T_m)_0$	в счетчике жидкости $(T_f)_0$		
1	2	3	4	5	6

**Примечания**

1 Величины  $(T_p)_0$ ,  $(T_m)_0$ ,  $(T_f)_0$  (графы 2, 3, 4) - означают температуры поверочной жидкости, измеренные в момент отбора пробы в соответствии с 9.1.6.

2 Значение  $\gamma$  (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

Т а б л и ц а А.6 - Базовая высота резервуара

Базовая высота резервуара $H_0$			
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 $H_p \text{ max}$ , мм		Показание уровня $H_y \text{ max}$ , 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 $C$ , $\text{dm}^3$				
Проскок Пр, $\text{dm}^3$				

Таблица А.9 – Высота «мёртвой» полости 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 $l_{\text{пр}}$	1	
	2	
Расстояние между измерительной трубой и поднятым краем цилиндрической части резервуара $l'_3$	1	
	2	

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(рекомендуемое)

### Форма журнала обработки результатов измерений при поверке объёмным методом

#### ЖУРНАЛ

обработки результатов измерений при поверке объёмным методом

Вычисление предельного уровня наполнения резервуара

$$H_{\text{пп}} = \dots \text{ мм.}$$

Вычисление температур жидкости в резервуаре

Таблица Б.1

В градусах Цельсия

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

Вычисление дозовой вместимости

Таблица Б.2

Уровень наполнения, см	Объём дозы, м <sup>3</sup>	Дозовая вместимость, м <sup>3</sup>
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 (12) или (14).

3 Значения доз  $V_0, V_1, \dots, V_N$  (графа 3) определяют по формуле (28) или формулам (29), (30).

Вычисление максимального уровня

$$H_{\text{p max}} = \dots \text{ мм.}$$

Вычисление разницы максимальных уровней

$$\Delta H = \dots \text{ мм.}$$

Составление градуировочной таблицы

Таблица Б.3

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

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

<sup>2)</sup> Коэффициент вместимости – вместимость одного миллиметра высоты наполнения, равная

$10,533 - 10,503 = 0,003 \text{ м}^3/\text{мм.}$

Вычисление базовой высоты

$H_0 = \dots$  мм.

Вычисления провёл

---

подпись, инициалы, фамилия

«      »                  г.

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

(рекомендуемое)

### Форма титульного листа градуировочной таблицы и форма градуировочной таблицы

#### В.1 Форма титульного листа градуировочной таблицы<sup>2</sup>

Титульный лист

УТВЕРЖДАЮ

#### ГРАДУИРОВОЧНАЯ ТАБЛИЦА

на стальной горизонтальный цилиндрический резервуар

, № \_\_\_\_\_ с днищами \_\_\_\_\_

типа

форма днища

Организация \_\_\_\_\_

Погрешность определения вместимости ±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

#### В.2 Форма градуировочной таблицы

#### ГРАДУИРОВОЧНАЯ ТАБЛИЦА

Организация \_\_\_\_\_

Резервуар № \_\_\_\_\_

Лист

Уровень наполнения, см	Вместимость, м <sup>3</sup>	Коэффициент вместимости <sup>2)</sup> , м <sup>3</sup> /мм
1	2	3
1		
2		
3		
...		
$H_u$		
...		
...		
$H_{np}$		

<sup>2</sup> Форма титульного листа градуировочной таблицы не подлежит изменению