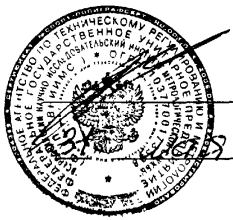
Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)
Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

УТВЕРЖДАЮ
Директор
ФГУП «ВНИИМС»



_____ С. А. Кононогов
_____ 2006 г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ЗАО «Метролог»



_____ М.П. Конев
_____ 2006 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений.

РЕЗЕРВУАРЫ ТРАНШЕЙНЫЕ ЗАГЛУБЛЕННЫЕ ВМЕСТИМОСТЬЮ ОТ 5000 ДО 10000 М^3

Методика поверки объемным методом

МИ 2992-2006

Москва
2006 г.

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1. РАЗРАБОТАНА Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийским научно-исследовательским институтом метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

ИСПОЛНИТЕЛИ Б.М. Беляев, В.В. Носач

РАЗРАБОТАНА ЗАО «Метролог»

ИСПОЛНИТЕЛЬ А.И. Карманович

2. УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИМС» «31» мая 2006 г.

УТВЕРЖДЕНА ЗАО «Метролог» «31» мая 2006 г.

3. ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ФГУП «ВНИИМС» «01» июня 2006 г.

4. ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

Содержание

	стр
1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Требования к выбору метода поверки	2
4 Технические требования	2
5 Требования к порядку проведения поверки	4
6 Требования к квалификации поверителей и требования безопасности	4
7 Подготовка к проведению поверки	5
8 Проведение поверки резервуаров объемным методом	6
9 Обработка результатов измерений	8
10 Оформление результатов поверки	9
Приложение А. Схема измерений уровня, объема и температуры жидкости при поверки резервуара объемным методом	10
Приложение Б. Форма протокола поверки траншейного резервуара объемным методом	11
Приложение В. Обработка результатов измерений при поверке траншейного заглубленного резервуара объемным методом	13
Приложение Г. Форма журнала обработки результатов измерений при поверке траншейного заглубленного резервуара объемным методом	18
Приложение Д. Форма титульного листа градуировочной таблицы и форма градуировочной таблицы	20
Приложение Е. Форма акта измерений базовой высоты резервуара	22
Приложение Ж. Библиография	23

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений. **РЕЗЕРВУАРЫ ТРАНШЕЙНЫЕ ЗАГЛУБЛЕННЫЕ ВМЕСТИМОСТЬЮ ОТ 5000 ДО 10000 м^3** **Методика поверки объемным методом**	**МИ 2992-2006**

1. Область применения

Настоящая рекомендация распространяется на траншейные заглубленные резервуары номинальной вместимостью от 5000 до 10000 м^3, предназначенные для проведения государственных учетных и торговых операций с нефтепродуктами и их хранения, а также взаимных расчетов между поставщиком и потребителем, и устанавливает методику первичной и периодической поверок объемным методом. Межповерочный интервал не более десяти лет.

2. Нормативные ссылки

В настоящей рекомендации использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения;

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

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

ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб;

ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности;

ГОСТ 7502-98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия;

ГОСТ 18481-81 Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия;

ГОСТ 28498-90 Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний;

ГОСТ Р 51232-98 Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества;

ПР 50.2.006-94 ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений (С изменениями №1 и комментариями);

ГОСТ 427-75 Линейки измерительные металлические. Технические условия;

ГОСТ 166-89 Штангенциркули. Технические условия;

ГОСТ 27574-87 Костюмы женские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия;

ГОСТ 27575-87 Костюмы мужские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия;

ГОСТ 12.4.099-80 Комбинезоны женские для защиты от нетоксичной пыли, механических воздействий и общих производственных загрязнений. Технические условия;

ГОСТ 12.4.100-80 Комбинезоны мужские для защиты от нетоксичной пыли, механических воздействий и общих производственных загрязнений. Технические условия;

ГОСТ 12.4.137-84 Обувь специальная кожаная для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия;

МИ 583-84 Преобразователи расхода образцовые роторные. Методика поверки;

РД 50-388-83 Уровнемеры жидкости образцовые. Методы и средства поверки;

ГОСТ Р 51330.9-99 (МЭК 60079-10-95) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон;

ГОСТ Р 51330.11-99 (МЭК 60079-12-78) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам;

ГОСТ Р 51330.13-99 (МЭК 60079-10-95) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок).

3. Требования к выбору метода поверки

3.1. Поверку резервуара проводят объемным динамическим или объемным статическим методом. Допускается комбинация динамического и статического методов поверки.

3.2. При объемном методе поверки резервуара его вместимость определяют путем непосредственных измерений уровня поверочной жидкости, поступившей в резервуар, с одновременными измерениями ее температуры и объема, соответствующих измеренному уровню жидкости.

4. Технические требования

4.1. Требования к погрешности измерений уровня, объема и температуры жидкости.

4.1.1. Пределы допускаемой погрешности измерений параметров поверочной жидкости (далее – жидкости) приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Пределы допускаемой погрешности измерений параметров
Объем жидкости, %	± 0,15
Уровень жидкости, мм	± 1
Температура жидкости, °С	± 0,2
Температура воздуха, °С	± 1
Давление жидкости (избыточное), %	± 0,6

4.1.2. При соблюдении указанных в таблице 1 пределов допускаемой погрешности измерений допускаемая относительная погрешность определения вместимости (градуировочной таблицы) резервуара должна находиться в пределах ±0,25 %.

4.2. Требования по применению основных и вспомогательных средств поверки.

4.2.1. Эталонный счетчик жидкости (далее – счетчик жидкости) с пределами допускаемой погрешности ± 0,15 % по [1] и МИ 583;

4.2.2. Эталонный уровнемер (далее – уровнемер) с диапазоном измерений 0 – 9 м и с пределами допускаемой абсолютной погрешности ±1 мм по [2] и РД 50-388;

4.2.3. Термометр с ценой деления 0,1 °С по ГОСТ 28498.

4.2.4. Манометр класса точности 0,4 по ГОСТ 2405

4.2.5. Рулетка измерительная с грузом 2-го класса точности с верхним пределом измерений 10 м или 20 м по ГОСТ 7502.

4.2.6. Ареометр с ценой деления 0,5 кг/м^3 по ГОСТ 18481.

4.2.7. Секундомер с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,001 с по [3].

4.2.8. Линейка измерительная металлическая с диапазоном измерений от 0 до 500 мм по ГОСТ 427 или штангенциркуль с диапазоном от 0 до 250 мм по ГОСТ 166.

4.2.9. Газоанализатор АНТ-2М по [4].

4.2.10. Вспомогательные средства поверки:

- насос для подачи жидкости, снабженный линиями приема и подачи с задвижками;
- фильтр-газоотделитель;
- трехходовой кран.

4.2.11. Средства измерений должны быть включены в Госреестр СИ и поверены в установленном порядке.

4.2.12. Допускается применение средств измерений и вспомогательного оборудования других типов и марок по метрологическим и техническим характеристикам удовлетворяющих требованиям настоящей рекомендации.

4.3. Требования к условиям поверки

4.3.1. При проведении поверки резервуара должны быть соблюдены следующие условия:

- температура окружающего воздуха (20±20) °С;
- температура жидкости для измерения вместимости (20±15) °С;

Примечание: При применении в качестве поверочной жидкости 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, до плюс 2 °С – при применении дизельного топлива, верхний предел температуры бензина не должен превышать плюс 25 °С.

4.3.2. Изменение температуры поверочной 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.

4.3.3. При невыполнении 5.3.2 вводят температурные поправки на объем, измеренный через каждое изменение температуры поверочной жидкости на 2 °С или 0,5 °С соответственно.

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

4.3.5. Характеристики счетчика жидкости должны быть определены для применяемой поверочной жидкости.

4.3.6. 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.

4.3.7. Скорость наполнения резервуара в процессе поверки не должна превышать 0,3 мм/с.

5. Требования к порядку проведения поверки

5.1. Резервуары подлежат поверке организациями государственной метрологической службы или аккредитованными на право поверки метрологическими службами юридических лиц.

5.2. Устанавливают следующие виды поверок резервуара:

а) первичную, которую проводят после строительства и гидравлических испытаний резервуара перед вводом в эксплуатацию и капитального ремонта;

б) периодическую, которую проводят по истечении межповерочного интервала и при внесении в резервуар конструктивных изменений, влияющих на его вместимость.

6. Требования к квалификации поверителей и требования безопасности

6.1. Поверку резервуара проводит физическое лицо, прошедшее курсы повышения квалификации в ФГУП «ВНИИМС», или ФГУП «Академия стандартизации, метрологии и сертификации», аттестованное в качестве поверителя и на знание правил промышленной безопасности в установленном порядке.

6.2. К поверке резервуара допускаются лица, изучившие техническую документацию на резервуар и его конструкцию, средства поверки резервуара, прошедшие обучение по 6.1 и инструктаж по безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004, а так же имеющие квалификационную группу по технике безопасности при эксплуатации электроустановок потребителями.

6.3. Лица, выполняющие измерения при объемном методе поверки резервуара, должны быть одеты в спецодежду.

6.4. Избыточное давление внутри резервуара должно быть равно нулю.

6.5. Базовую высоту резервуара и уровень жидкости с применением измерительной рулетки с грузом измеряют через измерительный люк. После измерений крышку измерительного люка плотно закрывают.

6.6. Средства, применяемые при поверке резервуара объемным методом, должны быть во взрывозащищенном исполнении для группы взрывоопасных смесей категории IIB-T3 по ГОСТ Р 51330.9, ГОСТ Р 51330.11, ГОСТ Р 51330.13 и предназначены для эксплуатации на открытом воздухе.

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

6.8. Не допускается вести работу при течи поверочной жидкости, в соединениях и других неисправностях.

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

6.10. Измерения параметров при проведении поверки резервуара во время грозы категорически запрещены.

7. Подготовка к проведению поверки

7.1. При подготовке резервуара к поверке проводят следующие работы:

7.1.2. Проверяют комплектность и работоспособность средств измерений и вспомогательного оборудования.

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

7.1.4. При применении расходного резервуара он должен быть заполнен на полную вместимость.

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

7.1.6. Заполняют измерительную систему поверочной жидкостью, удаляют из нее воздух.

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

8. Проведение поверки резервуаров объемным методом

8.1. Вместимость резервуара при поверке измеряют объемным методом, приведенным в разделе 3.

8.2. При поверке резервуара выполняют операции, указанные в таблице 2

Таблица 2

Наименование операции	Номер пункта рекомендации	Проведение операции при поверке	
		первичной	периодической
Внешний осмотр	8.3	Да	Да
Измерение базовой высоты резервуара	8.4	Да	Да
Измерение высоты «мертвой» полости резервуара	8.5	Да	Да
Измерение вместимости резервуара в пределах «мертвой» полости	8.8.2	Да	Да
Измерение вместимости резервуара выше «мертвой» полости	8.8.3	Да	Да

8.3. 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.

8.4. Измерение базовой высоты резервуара.

8.4.1. Базовую высоту резервуара $H_{бi}$ измеряют рулеткой с грузом не менее двух раз. Расхождение между результатами двух измерений не должно превышать 2 мм.

8.4.2. Результаты измерений базовой высоты $H_{бi}$, вносят в протокол, форма которого приведена в приложении Б.

8.4.3. Базовую высоту резервуара измеряют ежегодно. Ежегодные измерения базовой высоты проводит специалист, прошедший курсы повышения квалификации в соответствии с 6.1 и имеющий свидетельство о повышении квалификации.

8.4.3.1. Относительное изменение базовой высоты резервуара при ежегодных ее измерениях не более 0,1 %.

8.4.3.2. Относительное изменение базовой высоты $\delta H_б$, %, вычисляют по формуле

$$\delta H_б = \frac{(H_б)_к - (H_б)_п}{(H_б)_п} \cdot 100, \qquad (1)$$

где $(H_б)_к$ – базовая высота, определенная при ежегодных измерениях, мм;

$(H_б)_к$ – базовая высота, установленная при поверке резервуара, мм.

8.4.3.3. При невыполнении требования 8.4.3.1 устанавливают причину (отложение грязи, твердых веществ и др.). При невозможности устранения причин изменения базовой высоты проводят внеочередную поверку резервуара.

8.4.3.4. Результаты ежегодных измерений базовой высоты резервуара оформляют актом, форма которого приведена в приложении Е.

8.5. Измерения высоты «мертвой» полости.

8.5.1. Высоту «мертвой» полости $h_{м.п}$ (расстояния по вертикали от днища резервуара до приемно-раздаточного патрубка) измеряют измерительной рулеткой с грузом или штангенциркулем (линейкой) не менее двух раз. Их показания отсчитывают с погрешностью ±1 мм. Расхождение между результатами двух измерений не более 2 мм.

8.5.2. Результаты измерений $h_{м.п}$ вносят в протокол, форма которого приведена в приложении Б.

8.6. Определение максимальной высоты наполнения резервуара.

8.6.1. Максимальную высоту наполнения резервуара поверочной жидкостью определяют по данным технической документации или по данным измерений.

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

8.8. Поверку резервуара проводят в соответствии с руководством по эксплуатации поверочной установки.

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

8.8.2. Измерение вместимости резервуара в пределах «мертвой» полости.

8.8.2.1. В пределах «мертвой» полости измерение вместимости резервуара проводят статическим методом, при этом резервуар наполняют отдельными дозами поверочной жидкости, соответствующими изменению уровня на 40 мм. Регистрацию результатов измерений объема, уровня, температуры (в резервуаре и счетчике жидкости), давления поверочной жидкости проводят после прекращения подачи поверочной жидкости в резервуар через каждое изменение ее уровня на 40 мм.

8.8.2.2. Измеряют уровень жидкости в резервуаре по уровнемеру или измерительной рулеткой с грузом не менее двух раз. Показания рулетки отсчитывают с погрешностью ± 1 мм. Расхождение между результатами двух измерений должно быть не более 1 мм.

8.8.2.3. При достижении уровня поверочной жидкости в резервуаре до уровня соответствующего высоте «мертвой» полости $h_{м.п.}$ отбирают пробу из резервуара переносным пробоотборником по ГОСТ 2517. В случае применения в качестве поверочной жидкости нефтепродукта измеряют его плотность (ρ_0) в пробоотборнике в соответствии с ГОСТ 3900.

8.8.2.4. При отсутствии измерителя температуры температуру жидкости измеряют в пробоотборнике $(T_p)_0$. При этом термометр погружают в жидкость, находящуюся в пробоотборнике, на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе 1-3 мин до принятия столбиком ртути постоянного положения. Не вынимая термометр из жидкости, отсчитывают температуру с погрешностью ±0,1 °С.

8.8.3. Измерение вместимости резервуара выше «мертвой» полости.

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

8.8.3.2. При динамическом методе поверки резервуара регистрацию результатов измерений объема, уровня, температуры, давления поверочной жидкости проводят (не прекращая подачу поверочной жидкости в резервуар) через каждое изменение уровня в резервуаре от 1 до 10 мм.

8.8.3.3. При невозможности измерений средней температуры поверочной жидкости в резервуаре с помощью измерителя температуры допускается определять среднюю температуру по результатам измерений температур жидкости в точечных пробах, отобранных по ГОСТ 2517 и в соответствии с 8.8.2.4. через каждое изменение уровня жидкости в резервуаре на 500 мм.

8.8.3.4. Расход поверочной жидкости установленный в соответствии с условиями при которых определялись параметры счетчика жидкости по 8.7, не должен изменяться более чем на 2 % в процессе поверки резервуара.

8.9. Измерение базовой высоты после определения вместимости резервуара.

8.9.1. Базовую высоту резервуара $H_б$ измеряют в соответствии с 8.4.

8.9.2. Значение базовой высоты не должно отличаться от ее значения, измеренного по 8.4, более чем на 0,1 %.

8.10. Измерение максимального уровня жидкости в резервуаре.

8.10.1. Максимальный уровень поверочной жидкости в резервуаре H_{pmax}, соответствующий полной вместимости резервуара, измеряют после прекращения подачи доз поверочной жидкости в резервуар и выдержки в течение 15 мин.

8.10.2. Измерения максимального уровня проводят измерительной рулеткой с грузом через измерительный люк не менее двух раз. Расхождение между результатами двух измерений не должно превышать 1 мм.

8.10.2.1. За действительное значение максимального уровня принимают среднее арифметическое значение двух измерений, округленное до 1 мм.

8.11. Результаты измерений $H_б$, $H_{м\,н}$, H_{pmax}, ρ_0 вносят в протокол, форма которого приведена в приложении Б, и используют при расчете градуировочной таблицы.

9. Обработка результатов измерений

9.1. Обработку результатов измерений при поверке резервуара объемным методом проводят по программе расчета градуировочных таблиц резервуаров, прошедшей экспертизу, аттестацию и утверждение в ФГУП «ВНИИМС».

10. Оформление результатов поверки

10.1. Положительные результаты поверки резервуара оформляют свидетельством о поверке по форме, установленной государственной метрологической службой.

10.2. К свидетельству о поверке прилагают:

а) градуировочную таблицу;

б) протокол поверки;

10.3. Форма титульного листа градуировочной таблицы и форма градуировочной таблицы приведены в приложении Д. Форма протокола поверки резервуара объемным методом приведена в приложении Б.

10.4. Протокол поверки, титульный лист и последнюю страницу градуировочной таблицы подписывают поверители. Подписи поверителей заверяют оттисками поверительного клейма, печати (штампа).

10.5. Градуировочные таблицы на резервуары утверждает руководитель организации государственной метрологической службы или руководитель аккредитованной на право поверки метрологической службы юридического лица.

ИСПОЛНИТЕЛИ от ФГУП «ВНИИМС»

Б.М. Беляев

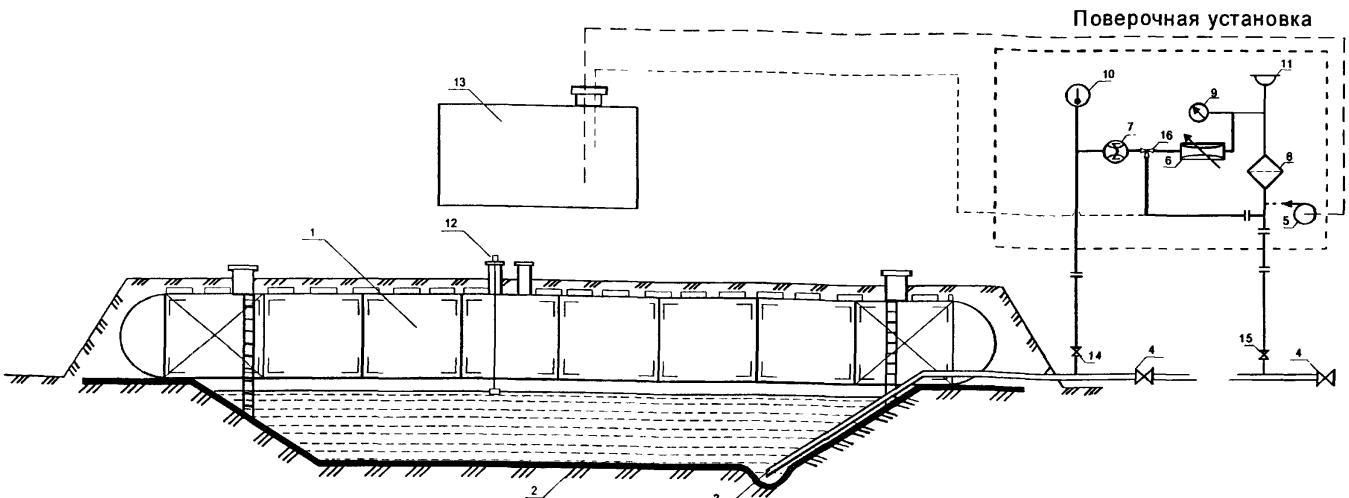
В.В. Носач

ИСПОЛНИТЕЛЬ от ЗАО «Метролог»

А.И. Карманович

Приложение А

Схема измерений уровня, объема и температуры жидкости при поверки резервуара объемным методом



1 – резервуар; 2 – днище $h_{м.п}$; 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 – Схема измерений уровня, объема и температуры жидкости при поверки резервуара объемным методом

Приложение Б

Форма протокола поверки траншейного резервуара объемным методом

Таблица Б.1 - Общие сведения

Регистрационный номер	Дата			Основания для проведения поверки
	Число	Месяц	Год	

Продолжение таблицы Б.1

Место проведения поверки

Продолжение таблицы Б.1

Средства поверки

Окончание таблицы Б.1

Резервуар			
Тип	Номер	Назначение	Относительная погрешность определения вместимости резервуара, %

Таблица Б.2 - Условия проведения измерений

Температура воздуха, °С	Загазованность, мг/м^3

Таблица Б.3 - Базовая высота резервуара

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

Таблица Б.4 – Параметры «мертвой» полости резервуара

Номер измерения	Высота «мертвой» полости
1	2
1-е измерение	
2-е измерение	

Таблица Б.5 - Параметры (начальные) поверочной жидкости

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

Таблица Б.6 - Максимальный уровень жидкости

Показания измерительной рулетки с грузом $H_{p\ max}$, мм		Показания уровнемера $H_{y\ max}$, мм
1-е измерение	2-е измерение	

Таблица Б.7 - Измерения при поверке резервуара

№ п/п	Уровень жидкости H_{pj}, мм	Показание счетчика жидкости q_j, дм^3 (N_j имп.)	Температура жидкости, °С		Давление в счетчике жидкости p_j, МПа
			в счетчике жидкости $(T_c)_j$	в резервуаре $(T_p)_j$	
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
…					
…					
…					
…					
…					
…					
…					

Таблица Б.8 - Параметры счетчика жидкости

Сдвиг дозирования, дм^3, при расходе, дм^3/мин				Коэффициент преобразования	
100	150	200	250	K_0, имп/дм^3	A, имп.с/дм^3

Таблица Б.9 - Подписи

Должность	Подписи, оттиски, клейм, печатей	Инициалы, фамилия
1	2	3

Обработка результатов измерений при поверке траншейного заглубленного резервуара объемным методом

В.1 Вычисление базовой высоты резервуара

В.1.1 Базовую высоту $H_б$, мм, вычисляют по формуле

$$H_б = \frac{H_{б1} + H_{б2}}{2}, \quad (В.1)$$

где $H_{б1}$, $H_{б2}$ – результаты двух измерений базовой высоты резервуара.

Относительное изменение базовой высоты $\delta H_б$ %, вычисляют по формуле

$$\delta H_б = \frac{(H_б)_к + (H_б)_п}{(H_б)_п} \cdot 100 \quad (В.2)$$

В.2 Вычисление высоты «мертвой» полости

В.2.1 Высоту «мертвой» полости $h_{м.п}$, мм, вычисляют по формуле

$$h_{м.п} = \frac{(h_{м.п})_1 + (h_{м.п})_2}{2} \quad (В.3)$$

В.3 Минимально допускаемый начальный уровень $H_{м.н}$, мм вычисляют по формуле

$$H_{м.н} = \frac{(H_{м.н})_1 + (H_{м.н})_2}{2} \quad (В.4)$$

В.4 Вычисление средней температуры жидкости в резервуаре

В.4.1 Среднюю температуру жидкости в резервуаре при поступлении в него j-й дозы $(T_р)_j$, °С, вычисляют по формуле

$$(T_р)_j = \frac{(T_1^р)_j + (T_2^р)_j + (T_3^р)_j}{3}, \quad (В.5)$$

где $(T_1^р)_j, (T_2^р)_j, (T_3^р)_j$ - температуры жидкости в резервуаре, измеренные на трех уровнях, с которых отбирают пробы по ГОСТ 2517, после поступления в резервуар j-й дозы жидкости;

j – номер налитой в резервуар дозы жидкости.

В.5 Плотность жидкости в резервуаре после поступления в него j-й дозы, ρ_j, кг/м^3, вычисляемая по формуле

$$\rho_j = \rho_{j-1} \cdot \{1 - \beta_{j-1} \cdot |(T_р)_j - (T_р)_{j-1}|\}, \quad (В.6)$$

где β_j – коэффициент объемного расширения жидкости, 1/°С;

$(T_р)_j$, $(T_р)_{j-1}$ – средние температуры жидкости в резервуаре после поступления в него j – ой и (j-1) – ой дозы жидкости, вычисленные по формуле (В.5), °С;

В.6 Вычисление объемов доз жидкости

В.6.1 Объем j – ой дозы жидкости $(\Delta V^с)_j$, дм^3, прошедший через счетчик жидкости, вычисляют по формуле

$$(\Delta V^с_1)_j = (q_j - q_{j-1})\, K_с, \quad (В.7)$$

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

$K_с$ – поправочный коэффициент счетчика жидкости.

$$K_c=(1+0{,}005C) \qquad (В.8)$$

где С – средний сдвиг дозирования, дм^3;

В.6.2 Объем налитой в резервуар j – ой дозы жидкости $(\Delta V_p)_j$, м^3, соответствующий изменению уровня жидкости в резервуаре на:

- 10 мм - при динамическом методе поверки;
- 40 мм - при статическом методе поверки, вычисляют по формуле

$$(\Delta V_p)_j = \frac{(\Delta V^c)_j}{10^3} \cdot \{1 + \beta_j[(T_p)_j - (T_c)_j]\}(1 + \gamma p_j), \qquad (В.9)$$

где $(\Delta V^c)_j$ – объем j – ой дозы жидкости, вычисляемый по формуле (В.7);
β_j – коэффициент объемного расширения жидкости, 1/°С (для воды $2 \cdot 10^{-4}$ 1/°С);
$(T_p)_j$ – 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, 1/МПа (для воды $49 \cdot 10^{-5}$);
p_j – избыточное давление жидкости в счетчике жидкости, МПа;

В.6.3 Объем налитой в резервуар начальной дозы жидкости $(\Delta V_p)_0$, м^3, вычисляют по формуле

$$(\Delta V_p)_0 = \frac{(\Delta V^c)_0}{10^3} \cdot \{1 + \beta_0[(T_p)_0 - (T_c)_0]\}(1 + \gamma p_0), \qquad (В.10)$$

где β_0 – коэффициент объемного расширения жидкости, 1/°С, при плотности ρ_0 первой пробы жидкости;
$(T_p)_0$ – температура жидкости в резервуаре, измеренная в первой пробе ее, отобранной из резервуара, °С;
$(T_c)_0$ – температура жидкости в трубопроводе в момент отбора первой пробы жидкости из резервуара, °С.

В.6.4 Если выполняются условия:

– при применении воды

$p_j \le 0{,}5$ МПа; $\quad |(T^{м}_{ст})_j - 20| \le 2$ °С;

$|(T_p)_j - (T_m)_j| \le 2$ °С; $\quad |(T_p)_j - (T_c)_j| \le 2$ °С;

– при применении нефтепродуктов

$p_j \le 0{,}3$ МПа; $\quad |(T^{м}_{ст})_j - 20| \le 0{,}5$ °С;

$|(T_p)_j - (T_m)_j| \le 0{,}5$ °С; $\quad |(T_p)_j - (T_c)_j| \le 0{,}5$ °С;

то объемы доз по формуле (В.9) вычисляют без поправок на давление и температуру.

В.7 Вычисление температур жидкости в резервуаре по результатам измерений температур суммарных доз жидкости.

В.7.1 Дозы жидкости: $(\Delta V^c)_0$, $(\Delta V^c)_1$, $(\Delta V^c)_2, \ldots, (\Delta V^c)_\nu$, суммарный объем которых соответствует уровню жидкости равному 500 мм, имеют одинаковую температуру, равную температуре $(T_p)_\nu$, измеренной в соответствии с 8.8.3.3,°С.

В.7.2 Температуры жидкости в резервуаре в пределах объема первой суммарной дозы жидкости, соответствующего уровню равному 500 мм, вычисляют по формулам

$$(T_p)_1 = (T_p)_0 + \Delta T_1, \quad (T_p)_2 = (T_p)_1 + \Delta T_1, \quad (T_p)_{v-1} = (T_p)_{v-2} + \Delta T_1, \qquad \text{(В.11)}$$

где $(T_p)_0$ - температура жидкости, измеренная в соответствии с 8.8.3.3, °С;

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

ΔT_1 - среднее температурное изменение, °С, приходящееся на каждую дозу жидкости в пределах уровня равного 500 мм, вычисляемое по формуле

$$\Delta T_1 = \frac{(T_p)_v - (T_p)_0}{v}, \qquad \text{(В.12)}$$

где $(T_p)_v$ - температура жидкости в резервуаре при поступлении в него дозы $(\Delta V_p)_v$, °С.

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

$$(T_p)_{v+1} = (T_p)_v + \Delta T_2, \; (T_p)_{v+2} = (T_p)_{v+1} + \Delta T_2, \; (T_p)_{m-1} = (T_p)_{m-2} + \Delta T_2, \qquad \text{(В.13)}$$

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

ΔT_2 - среднее температурное изменение, приходящееся на каждую дозу жидкости в пределах уровня равного 1000 мм, °С, вычисляемое по формуле

$$\Delta T_2 = \frac{(T_p)_m - (T_p)_v}{m - v}, \qquad \text{(В.14)}$$

где $(T_p)_v, (T_p)_m$ - температура жидкости в резервуаре при поступлении в него доз $(\Delta V_p)_v, (\Delta V_p)_m$, °С.

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

В.8 Вычисление уровней жидкости

В.8.1 Максимальный уровень жидкости в резервуаре H_{pmax}, измеренный измерительной рулеткой с грузом, вычисляют по формуле

$$H_{p\max} = \frac{(H_{p\max})_1 + (H_{p\max})_2}{2}, \qquad \text{(В.15)}$$

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

В.8.2 Разность максимальных уровней жидкости в резервуаре ΔН, мм, измеренных в конце градуировки уровнемером и измерительной рулеткой с грузом, вычисляют по формуле

$$\Delta H = H_{p\max} - H_{y\max}, \qquad \text{(В.16)}$$

где H_{pmax}, H_{ymax} – максимальные уровни жидкости, измеренные измерительной рулеткой с грузом и уровнемером, мм. Значение ΔH может быть положительным или отрицательным.

В.9 Вычисление дозовой вместимости резервуара

В.9.1 Дозовую вместимость резервуара при наливе в него k доз жидкости V_k, м^3, вычисляют по формуле

$$V_k = \sum_{j=0}^{k} (\Delta V_p)_j \cdot \{1 + \beta_j [(T_p)_k - (T_p)_j]\}\{1 + 3\alpha_p [20 - (T^p{}_{cm})_k]\}, \qquad (В.17)$$

где k – число налитых в резервуар доз жидкости;

j – номер налитой дозы выбирают из ряда: j=0, 1, 2, ..., k;

$(\Delta V_p)_j$ - объем j-ой дозы, измеренный счетчиком жидкости при статическом методе поверки и вычисленный по формуле (В.9), м^3;

$(T_p)_k$ - 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_j – коэффициент объемного расширения жидкости, 1/°С (для воды $2 \cdot 10^{-4}$);

α_p – коэффициент линейного расширения материала резервуара. Его значение для стали принимают равным $12{,}5 \cdot 10^{-6}$ 1/°С.

$(T^p{}_{cm})_k$ – температура стенки резервуара, принимаемая равной температуре $(T_p)_k$.

В.9.2 Значение *k* принимают:

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 резервуар.

В.9.3 При невозможности измерения средней температуры жидкости в резервуаре после налива в него каждой дозы дозовые вместимости вычисляют при наполнении резервуара:

- до уровня равного 500 мм, $(V_0)_k$ по формуле

$$(V_0)_k = \sum_{j=0}^{k} (\Delta V_p)_j \cdot \{1 + \beta_j [(T_p)_k - (T_p)_j]\}\{1 + 3\alpha_p [20 - (T^p{}_{cm})_k]\}, \qquad (В.18)$$

где $(\Delta V_p)_j$ - объем j-й дозы жидкости, вычисляемый по формуле (В.9);

$(\Delta V_p)_0$ - объем начальной дозы жидкости, вычисляемый по формуле (В.10).

Температуры $(T_p)_1$, $(T_p)_2$,…,$(T_p)_{v-1}$ вычисляют по формуле (В.11).

- до уровня равного 1000 мм, $(V_1)_k$ по формуле

$$(V_1)_k = V_0 \cdot \{1 + \beta_v [(T_p)_k - (T_p)_v]\}\{1 + 3\alpha_p [20 - (T^p{}_{cm})_k]\} + \\ + \sum_{j=v+1}^{k} (\Delta V_p)_j \cdot \{1 + \beta_j [(T_p)_k - (T_p)_j]\}\{1 + 3\alpha_p [20 - (T^p{}_{cm})_k]\}, \qquad (В.19)$$

где V_0 - объем жидкости в резервуаре вычисляемый по формуле (В.10) без учета температурного расширения материала резервуара при значении k равном ν.

Температуры $(T_p)_{\nu+1}$, $(T_p)_{\nu+2}$,…,$(T_p)_{m-1}$ вычисляют по формуле (В.13).

Значения k принимают равными ν+1, ν+2,…, m;

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

В.9.4 Температурные поправки не учитывают в формуле (В.17), если выполняются условия:

– при применении воды

$|(T_p)_s - (T_p)_0| \le 2$ °С; $|(T_p)_m - (T_p)_s| \le 2$ °С; $|(T_p)_k - (T_p)_m| \le 2$ °С;

$|(T_p)_k - (T_p)_j| \le 2$ °С; $|20 - (T^p{}_{cm})_k| \le 10$ °С.

– при применении нефтепродуктов

$|(T_p)_s - (T_p)_0| \le 0{,}5$ °С; $|(T_p)_m - (T_p)_s| \le 0{,}5$ °С; $|(T_p)_k - (T_p)_m| \le 0{,}5$ °С;

$|(T_p)_k - (T_p)_j| \le 0{,}5$ °С; $|20 - (T^p{}_{cm})_k| \le 10$ °С.

Форма журнала обработки результатов измерений при поверке траншейного заглубленного резервуара объемным методом

ЖУРНАЛ*

обработки результатов измерений при поверке резервуаров объемным методом.

Г.1 Вычисление базовой высоты резервуара

$$H_б = ... \ мм.$$

Г.2 Вычисление высоты «мертвой » полости

$$h_{м.п.} = ... \ мм.$$

Г.3 Вычисление максимального уровня наполнения резервуара

$$H_{max} = ... \ мм.$$

Г.4 Вычисление температур жидкости в резервуаре

Таблица Г.4 В градусах Цельсия

$(T_p)_0$	$(T_p)_1$	$(T_p)_2$	...	...	$(T_p)_v$	$(T_p)_{v+1}$	...	...	$(T_p)_{m-1}$	...	...	...	...

Г.5 Вычисление дозовой вместимости

Таблица Г.5

Уровень наполнения, см	Объем дозы, $м^3$	Дозовая вместимость, $м^3$
1	2	3
H_0	$(\Delta V_p)_0$	V_0
H_1	$(\Delta V_p)_1$	V_1
H_2	$(\Delta V_p)_2$	V_2
...	...	...
...	...	...
H_{max}	$(\Delta V_p)_{max}$	V_{max}

Примечания

1.Величины $H_0, H_1, ..., H_{max}$(графа 1)- уровни жидкости в резервуаре после поступления в него доз $(\Delta V_p)_0, (\Delta V_p)_1, ..., (\Delta V_p)_{max}$

2. Значение H_0 равно нулю.

3. Значения доз $(\Delta V_p)_0, (\Delta V_p)_1, ..., (\Delta V_p)_{max}$ (графа 2) определяют по формулам (В.7) и (В.9).

4. Значения $V_0, V_1, ..., V_{max}$ определяют по формуле (В.15) или по формулам (В.16), (В.17).

*Оформляют только при обработке результатов измерений ручным способом

Г.6 Составление градуировочной таблицы

Уровень наполнения, см	Вместимость, $м^3$	Коэффициент вместимости*, $м^3/мм$
1	1,009	0,1009
2	2,226	0,1217
3	3,624	0,1398
4	5,150	0,1526
…	…	…
…	…	…
$H_{max} - 1$	5054,839	0,9506
H_{max}	5064,345	-
*Коэффициент вместимости, равный : $\frac{2,226 - 1,009}{10} = 0,1009 \quad м^3 / мм$		

Вычисления провел

_____

подпись, инициалы, фамилия

«____»_____200__г.

Приложение Д

Форма титульного листа градуировочной таблицы и форма градуировочной таблицы

Д.1 Форма титульного листа градуировочной таблицы

УТВЕРЖДАЮ

_____

__ _____ __г.

ГРАДУИРОВОЧНАЯ ТАБЛИЦА
(объемный метод)

на траншейный заглубленный резервуар
_____ № _____
(тип)

Организация: _____

Погрешность определения вместимости _____ %

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

Программа расчета градуировочной таблицы на ПЭВМ
утверждена ФГУП ВНИИМС __ _____ ____ г.

Срок очередной поверки __.__.____ г.

Поверители

_____
(Должность,инициалы,фамилия)

_____
(Должность,инициалы,фамилия)

_____
(Должность,инициалы,фамилия)

Д.2 Форма градуировочной таблицы

Организация: _____ Лист N __
Резервуар N _____

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					
...					
...					
...					
$H_{пр}$					

Поверители

_____
(Должность,инициалы,фамилия)

_____
(Должность,инициалы,фамилия)

_____
(Должность,инициалы,фамилия)

Приложение Е

Форма акта измерений базовой высоты резервуара.

СОГЛАСОВАНО
Руководитель органа Государственной метрологической службы

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель предприятия - владельца резервуара
(директор, гл.инженер)

А К Т
измерений базовой высоты резервуара
от «____» _____ 20___г.

Составлен в том, что комиссия, назначенная приказом по _____
наименование
_____, в составе: председателя _____
предприятия – владельца резервуара
_____ и членов _____
фамилия, инициалы фамилия, инициалы
провела по Рекомендации «ГСИ. Резервуары траншейные заглубленные. Методика поверки» контрольные измерения базовой высоты резервуара _____

_____ № _____ при температуре окружающего воздуха _____°С.

Результаты измерений представлены в таблице 1.

Таблица 1. В миллиметрах

Базовая высота резервуара			Уровень жидкости в резервуаре
Среднее арифметическое значение результатов пяти измерений $(H_б)_к$	Значение базовой высоты, установленное при поверке резервуара, $(H_б)_п$	Относительное изменение базовой высоты резервуара, $\delta H_б$	

Относительное изменение базовой высоты резервуара $\delta H_б$ %, вычисляют по формуле (1) настоящей рекомендации.

Вывод. Требуется (не требуется) корректировка градуировочной таблицы резервуара.

Председатель комиссии

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение Ж
(справочное)

Библиография

1. ТУ 4213-001-48182140-00. Комплекс градуировки резервуаров «МИГ». Технические условия.
2. ТУ 4210-001-23434764-2004 Системы измерительные «Струна». Технические условия.
3. ТУ 25-1819.0021-90 Секундомеры.
4. ТУ ДКТЦ 413441.102. Анализатор-течеискатель АНТ-2М.

gost.e-ecolog.ru