

СОГЛАСОВАНО
Заместитель директора
ФБУ «Пензенский ЦСМ»



Ю.Г. Тюрина

«20» октября 2021 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

РЕЗЕРВУАРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ СТАЛЬНЫЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ РВСП-30000

Методика поверки

МП 549-2021

Начальник ОПСИМВ

Назарова Ю.В.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая методика поверки (далее — методика) распространяется на резервуары вертикальные стальные цилиндрические с понтоном номинальной вместимостью 30000 м³ (далее — РВСП-30000) с заводскими номерами 1, 2, 3, 4 АО «Усть-Луга Ойл» предназначенные для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска при выполнении операции учета нефтепродукта и устанавливает методику их поверки с применением машины координатно-измерительной мобильной.

Изготовитель резервуаров — Закрытое акционерное общество «АП Саратовский завод резервуарных металлоконструкций» (ЗАО «АП РМК»), 410052, Саратовская область, г. Саратов, проспект им. 50 лет Октября, д. 134.

Место эксплуатации — Ленинградская обл., Кингисеппский район, Вистинское сельское поселение, Морской торговый порт Усть-Луга, комплекс наливных грузов.

Проводят следующие поверки резервуара:

- первичную — после капитального ремонта и его гидравлических испытаний — перед вводом его в эксплуатацию;
- периодическую — по истечении срока интервала между поверками;
- внеочередную — в случаях изменения базовой высоты резервуара более чем на 0,1 % по результатам ежегодных ее измерений; при внесении в резервуар конструктивных изменений, влияющих на его вместимость, и после очередного полного технического диагностирования.

Поверка резервуара РВСП-30000 заключается в процедуре измерения его наружной поверхности геометрическим методом с применением машины координатно-измерительной мобильной (далее - КИМ).

При поверке вместимость резервуара определяют на основании вычисленного объема 3D-модели резервуара, построенной с помощью специализированного программного обеспечения по результатам измерений пространственных координат точек, лежащих на внешней поверхности резервуара.

Настоящая методика поверки обеспечивает прослеживаемость поверяемых резервуаров к государственному первичному эталону единицы объема жидкости ГЭТ 216-2018 при условии, что средства поверки поверены в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Интервал между поверками (межповерочный интервал) — 5 лет.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике поверки использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.004-2015 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

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

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

ГОСТ 12.4.137-2001 Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия

ГОСТ 12.4.310-2020 Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты работающих от воздействия нефти, нефтепродуктов. Технические требования

ГОСТ 19781-90 Обеспечение систем обработки информации программное. Термины и Определения.

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей методике проверки применяются следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 резервуар стальной вертикальный цилиндрический: Стальной сосуд в виде стоящего цилиндра с днищем, стационарной кровлей или плавающей крышей, применяемый для хранения и измерения объема жидкостей.

3.2 плавающее покрытие: Плавающая крыша (или понтон), находящаяся внутри резервуара на поверхности жидкости, предназначенная для сокращения потерь ее от испарения и исключения возможности возникновения взрыва и пожара.

3.3 градуировка резервуара: Операция по установлению зависимости вместимости резервуара от уровня его наполнения, с целью составления градуировочной таблицы.

3.4 градуировочная таблица: Зависимость вместимости от уровня наполнения резервуара при нормированном значении температуры, равной 20 °С. Таблицу прилагают к свидетельству о проверке резервуара и применяют для определения в нем объема нефтепродукта.

3.5 базовая высота резервуара: Расстояние по вертикали от точки касания днища грузом рулетки до верхнего края измерительного люка или до риски направляющей планки измерительного люка (при наличии).

3.6 вместимость резервуара: Внутренний объем резервуара с учетом объема внутренних деталей (незаполненных), который может быть наполнен жидкостью до определенного уровня.

3.7 номинальная вместимость резервуара: Вместимость резервуара, соответствующая предельному уровню наполнения его, установленная нормативным документом для конкретного типа резервуара.

3.8 действительная (фактическая) полная вместимость резервуара: Вместимость резервуара, соответствующая предельному уровню его наполнения, установленная при его проверке.

3.9 посантиметровая вместимость резервуара: Вместимость резервуара, соответствующая высоте уровня (далее - уровень) налитых в него доз жидкости, приходящихся на 1 см высоты наполнения.

3.10 коэффициент вместимости: Вместимость, приходящаяся на 1 мм высоты наполнения.

3.11 точка касания днища грузом рулетки (начало отсчета): Точка на днище резервуара или на опорной плите (при наличии), которой касается груз измерительной рулетки при измерении базовой высоты резервуара и от которой проводят измерение уровня продукта при эксплуатации резервуара.

3.12 базовая высота резервуара: Расстояние по вертикали от точки касания днища грузом рулетки до верхнего среза измерительного люка или до риски направляющей планки измерительного люка.

3.13 эталонная точка резервуара: Верхний срез фланца измерительного люка резервуара или риски на планке измерительного люка резервуара.

3.14 предельный уровень: Предельный уровень определения посантиметровой вместимости резервуара при его проверке.

3.15 максимальный уровень: Максимально допустимый уровень наполнения резервуара жидкостью при его эксплуатации, установленный технической документацией на резервуар или рассчитанный.

3.16 геометрический метод проверки: Метод, заключающийся в определении вместимости резервуара по результатам измерений его геометрических параметров.

3.17 жидкость при хранении: Жидкость, для хранения которой предназначен резервуар.

3.18 исходный уровень: Уровень жидкости в резервуаре, соответствующий высоте «мертвой» полости.

3.19 высота «мертвой» полости: Расстояние по вертикали от точки касания днища грузом рулетки до нижнего среза приемо-раздаточного патрубка, приемораздаточного устройства.

3.20 «мертвая» полость резервуара: Нижняя часть резервуара, из которой нельзя выбрать жидкость, используя приемо-раздаточный патрубок, приемо-раздаточное устройство.

3.21 «мертвый» остаток: Объем жидкости, находящейся в «мертвой» полости резервуара.

3.22 высота неровностей дна: Расстояние по вертикали от точки касания дна грузом рулетки до уровня покрытия неровностей дна.

3.23 объем неровностей дна: Объем дна резервуара в пределах высоты неровностей дна.

3.24 степень наклона резервуара: Величина η , выражаемая через тангенс угла наклона вертикальной оси резервуара к горизонтальной плоскости, рассчитываемая по формуле

$$\eta = \operatorname{tg} \beta, \quad (1)$$

где β - угол наклона вертикальной оси резервуара (далее - угол наклона резервуара), в градусах.

3.25 машина координатно-измерительная мобильная: Машина координатно-измерительная (далее - КИМ) предназначена для измерения методом трехмерного сканирования приращений координат и длин линий и определения по этим измерительным данным координат и геометрических размеров объектов.

3.26 станция: Точка стояния КИМ во время проведения измерений.

3.27 сканирование: Операция по измерению линейных и угловых координат точек, лежащих на поверхности стенки резервуара, внутренних деталей и оборудования.

3.28 облако точек: Результат сканирования в виде массива данных пространственных координат точек поверхностей с соответствующей станцией.

3.29 объединенное («сшитое») облако точек: Приведенные к одной системе координат облака точек, измеренные с соответствующих станций.

3.30 программное обеспечение (ПО): Совокупность программ системы обработки информации и программных документов, необходимых для эксплуатации этих программ (по ГОСТ 19781).

3.31 скан: Визуализированное трехмерное изображение облака точек.

3.32 3D-моделирование: Построение трехмерной модели объекта по объединенному («сшитому») облаку точек специализированным программным обеспечением.

3.33 рабочее программное обеспечение КИМ (рабочее ПО КИМ): Встроенное программное обеспечение координатно-измерительной машины позволяющее создавать и управлять проектами сканирования и осуществлять сканирование.

3.34 программное обеспечение «FARO SCENE» (ПО «FARO SCENE»): Программа позволяющая управлять и обрабатывать данные сканирования в реальном времени.

3.35 пакет прикладных программ «VESSEL GRADUATION SYSTEM» (ППП «VGS»): Программное обеспечение, представляющее собой математическую информационную систему для обработки результатов измерений при определении вместимости вертикальных резервуаров.

4 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ (ДАЛЕЕ – ПОВЕРКА)

При выполнении измерений параметров резервуара выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер раздела, пункта МП	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Внешний осмотр	9	да	да
2. Подготовка к поверке	10	да	да
3. Определение метрологических характеристик резервуара	11	да	да
3.1 Измерение базовой высоты резервуара	11.1	да	да
3.2 Сканирование полости резервуара	11.2	да	да
3.3 Измерения прочих параметров резервуара	11.3	да	да

5 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки соблюдают следующие условия:

– температура окружающего воздуха от 5 °С до 35 °С.

Примечание - Условия окружающей среды должны соответствовать значениям, приведенным в описании типа применяемого эталона (далее - средство измерений).

В резервуаре при поверке может находиться жидкость до произвольного уровня.

6 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ

Измерения параметров при поверке резервуара проводит группа лиц (не менее двух человек), включая не менее одного специалиста, прошедшего курсы повышения квалификации [1].

Работы по поверке должны проводить лица, соответствующие требованиям пунктов 41, 42 Приказа Министерства экономического развития РФ от 26 октября 2020 № 707 «Об утверждении критериев аккредитации и перечня документов, подтверждающих соответствие заявителя, аккредитованного лица критериям аккредитации».

7 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

7.1 При поверке резервуара применяют следующие рабочие эталоны и средства измерений:

7.1.1 Рабочий эталон единицы объема (вместимости) 2 разряда в диапазоне значений от 6 до 160000 м³, в состав которого входит:

- машина координатно-измерительная мобильная FARO Laser Scanner Focus S70 с диапазоном измерений длины от 0,6 до 70 м, с доверительной границей абсолютной погрешности измерений длины при доверительной вероятности 0,67, мм: ±1, с диапазоном сканирования: в горизонтальной плоскости от 0 до 360°, в вертикальной плоскости от 0 до 300°;

- рулетка измерительная металлическая с грузом P50H2Г 2-го класса точности с верхним пределом измерений 50 м;

- пирометр инфракрасный Fluke модели 572-2 с диапазоном измерений температуры от минус 30 до плюс 900 °С, показателем визирования 60:1, имеющий функцию фокусирования объекта измерений, с пределами допускаемой абсолютной погрешности ±2 °С.

7.1.2 Рулетка измерительная металлическая TS20/2 2-го класса точности с верхним пределом измерений 20 м;

7.1.3 Анализатор-течеискатель АНТ-3М с диапазоном измерения массовой концентрации: по изобутилену от 30 до 300 мг/м³ с пределами допускаемой относительной погрешности по изобутилену ±5 %; по гексану от 2 до 12 г/м³ с пределами допускаемой относительной погрешности по гексану ±10 %.

7.1.4 Термогигрометр ИВА-6-Д с диапазоном измерений температуры от минус 20 до 60 °С, ПГ ±0,3 °С; с диапазоном измерений относительной влажности от 0 до 98 %, ПГ ±2 %; с диапазоном измерений атмосферного давления от 70 до 110 кПа, ПГ ±0,25 кПа.

7.1.5 Вспомогательные средства:

1) Программное обеспечение «FARO SCENE», устанавливаемое на персональном компьютере, предназначенное для хранения и обработки измеренных данных или аналогичное программное обеспечение.

2) Пакет прикладных программ VGS, устанавливаемый на персональном компьютере, для обработки результатов измерений резервуаров геометрическим методом или аналогичное программное обеспечение.

3) Персональный компьютер.

7.2 Рабочие эталоны должны быть аттестованы в установленном порядке, средства измерений поверены в установленном порядке.

7.3 Допускается применение других, вновь разработанных или находящихся в эксплуатации эталонов и средств измерений, удовлетворяющих по точности и пределам измерений требованиям настоящей методики поверки.

8 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

Допуск к производству работ осуществляется по наряду-допуску организации - владельца резервуара.

К проведению работ допускают лиц, освоивших настоящую методику, техническую документацию на резервуар и его конструкцию, средства измерений и прошедших инструктаж по безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-2015.

Лица, проводящие работы, используют спецодежду по ГОСТ 12.4.310-2020, спецобувь по ГОСТ 12.4.137-2001, строительную каску по ГОСТ 12.4.087-84.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных паров и газов в воздухе, измеренная газоанализатором внутри резервуара на высоте 2000 мм, не должна превышать ПДК, установленной по ГОСТ 12.1.005-88 и соответствовать СанПиН 1.2.3685-21 [2].

Проведение измерений во время грозы **категорически запрещено**.

При необходимости для дополнительного освещения при проведении измерений параметров резервуара применяют переносные светильники во взрывозащищенном исполнении.

Перед началом работ проверяют исправность:

- лестниц с поручнями и подножками;
- помостов с ограждениями.

9 ВНЕШНИЙ ОСМОТР

9.1 При внешнем осмотре резервуара проверяют:

- соответствие конструкции и деталей резервуара технической документации на него (паспорту, технологической карте на резервуар);
- наличие необходимой арматуры и оборудования;
- состояние отмостки резервуара (отсутствие трещин и целостность);
- отсутствие деформаций стенок поясов, препятствующих проведению измерений параметров резервуара;
- состояние наружной поверхности стенки резервуара (на отсутствие деформаций стенки, загрязнений, брызг металлов, наплывов, заусенцев; на наличие необходимого оборудования и арматуры; исправность лестниц и перил).

9.2 Объемы внутренних деталей, находящихся в резервуаре, и опор плавающего покрытия определяют по данным технической документации или по данным измерений геометрических параметров внутренних деталей с указанием их расположения по высоте от днища резервуара для дальнейшего исключения их из расчета.

10 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

При подготовке к поверке проводят следующие работы:

- 10.1 Изучают техническую документацию на резервуар, рабочие эталоны и вспомогательные средства.
- 10.2 Подготавливают их согласно технической документации на них, утвержденной в установленном порядке.
- 10.3 В рабочем ПО КИМ формируют файл проекта записи данных.
- 10.4 Измеряют параметры окружающего воздуха.
- 10.5 Проводят измерение температуры стенки резервуара с применением пирометра.
- 10.6 Измерение температуры стенки резервуара проводят на 4 равноудаленных образующих стенки резервуара в первом, среднем, последнем поясах.
- 10.7 Значение температуры стенки принимают как среднее арифметическое значение измеренных значений.

Результаты измерений вносят в протокол, форма которого приведена в приложении Б (таблица 2).

11 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕЗЕРВУАРА

11.1 Измерение базовой высоты резервуара

11.1.1 Базовую высоту H_6 резервуара с плавающей крышей измеряют рулеткой с грузом через измерительный люк, установленный на направляющей стойке плавающей крыши или на трубе для радарного уровнемера. Схема измерения базовой высоты резервуара приведена в Приложении А (рисунок А.1). Схема сканирования наружной поверхности резервуара приведена в Приложении А (рисунок А.2). Результаты измерений H_6 вносят в протокол, форма которого приведена в приложении Б (таблица 3).

При наличии жидкости в резервуарах с плавающим покрытием уровень ее должен быть не ниже уровня, установленного технологической картой на резервуар.

11.1.2 Базовую высоту измеряют ежегодно. Ежегодные измерения базовой высоты резервуара проводит комиссия, назначенная приказом руководителя предприятия - владельца резервуара.

П р и м е ч а н и е - Измерения проводят не позднее 12 месяцев с даты поверки.

При ежегодных измерениях базовой высоты резервуар может быть наполнен до произвольного уровня.

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

Если это условие не выполняется, то проводят повторное измерение базовой высоты при уровне наполнения резервуара, отличающимся от уровня наполнения, указанного в протоколе поверки резервуара, не более чем на 500 мм.

Результаты измерений базовой высоты оформляют актом, форма которого приведена в приложении Г.

При изменении базовой высоты по сравнению со значением, установленным при поверке резервуара, более чем на 0,1 %, устанавливают причину и устраняют ее.

При отсутствии возможности устранения причины проводят внеочередную поверку резервуара.

11.2 Сканирование полости резервуара

При проведении сканирования наружной поверхности резервуара проводят следующие операции:

11.2.1 Подготавливают КИМ к работе в соответствии с требованиями его технической документации.

11.2.2 Определяют необходимое количество станций сканирования и места их расположения, обеспечивающих исключение не просканированного пространства (теней).

Количество станций должно быть не менее трех.

Схема размещения станций должна обеспечивать видимость с каждой станции марки (рисунок А.2).

11.2.3 Операции сканирования и взаимной привязки станций проводят в соответствии с требованиями технической документации на КИМ и применяемого ПО «FARO SCENE».

Результаты измерений автоматически фиксируются и записываются в памяти процессора КИМ в заранее сформированном проекте.

11.3 Измерения прочих параметров резервуара

При наполнении резервуара продуктом его вместимость изменяется не только от уровня его наполнения, но и в результате деформации стенок от гидростатического давления столба налитой жидкости.

11.3.1 Вносят значение плотности $\rho_{жк}$, кг/м³, жидкости, для хранения которой предназначен резервуар (Приложение Б, графа 7 таблица 2).

11.3.2 Определение массы и размеров плавающего покрытия.

11.3.2.1 Массу, диаметры плавающего покрытия и отверстий, а также верхнее положение плавающего покрытия берут по исполнительной документации и вносят в протокол (Приложение В, таблица 4).

11.3.2.2 Высоту нижнего положения плавающего покрытия измеряют рулеткой от днища резервуара (при отсутствии наклона резервуара) или от точки касания днища грузом рулетки (при

наличии наклона резервуара) до нижней части плавающего покрытия, или до нижнего края поплавка понтона резервуара. Полученные значения вносят в протокол (Приложение В, таблица 4).

11.3.3 Параметры вместимости и поясов резервуара вносят в протокол (Приложение В, таблицы 5 и 6).

11.4 Обработка результатов измерений и составление градуировочной таблицы

11.4.1 Обработку результатов измерений при поверке проводят в соответствии с приложением Е. Результаты обработки измерений вносят в журнал, форма которого приведена в приложении В.

11.4.2 Градуировочную таблицу составляют, с шагом $\Delta H_{И} = 1$ см или шагом $\Delta H_{м} = 1$ мм (при необходимости по согласованию с Заказчиком), начиная с исходного уровня (уровня, соответствующего высоте «мертвой» полости $H_{мп}$) и до предельного уровня $H_{пр}$, равного суммарной высоте поясов резервуара.

11.4.3 Вместимость резервуара, соответствующую уровню жидкости H , $V(H)$, вычисляют при приведении к стандартной температуре 20 °С.

П р и м е ч а н и е - Значение температуры указано на титульном листе градуировочной таблицы.

11.4.4 В пределах каждого пояса вычисляют коэффициент вместимости, равный вместимости, приходящейся на 1 мм высоты наполнения.

11.4.5 Градуировочную таблицу «мертвой» полости составляют, начиная от исходной точки до уровня $H_{мп}$, соответствующего высоте «мертвой» полости.

11.4.6 При составлении градуировочной таблицы значения вместимости округляют до 1 дм³.

12 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ РЕЗЕРВУАРА МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

Обработку результатов измерений проводят с помощью программного обеспечения «FARO SCENE» или аналогичного программного обеспечения.

Подтверждение соответствия резервуара метрологическим требованиям принимается при выполнении разделов 9, 11 данной методики поверки. Результаты считаются удовлетворительными, если полученное (рассчитанное) значение погрешности не превышает значения, приведенного в описании типа.

13 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

13.1 Результат поверки резервуаров подтверждается сведениями о результатах поверки средств измерений (СИ), включенными в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФ по ОЕИ).

13.2 При положительных результатах поверки резервуара оформляют свидетельство о поверке в соответствии с действующими нормативными и правовыми актами проведения поверки.

13.3 Результаты измерений оформляются протоколом, форма которого приведена в приложении Б, который является исходным документом для расчета градуировочной таблицы.

13.4 К свидетельству о поверке прикладывают градуировочную таблицу с результатами обработки измерений и эскизом резервуара.

13.5 Форма титульного листа градуировочной таблицы и форма градуировочной таблицы приведены в приложении Д.

13.6 Титульный лист, протокол измерений параметров резервуара и последнюю страницу градуировочной таблицы подписывают поверители, подписи заверяют знаком поверки.

13.7 Градуировочную таблицу утверждает руководитель организации, аккредитованной в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки данного типа средств измерений.

13.8 При отрицательных результатах поверки оформляют извещение о непригодности.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

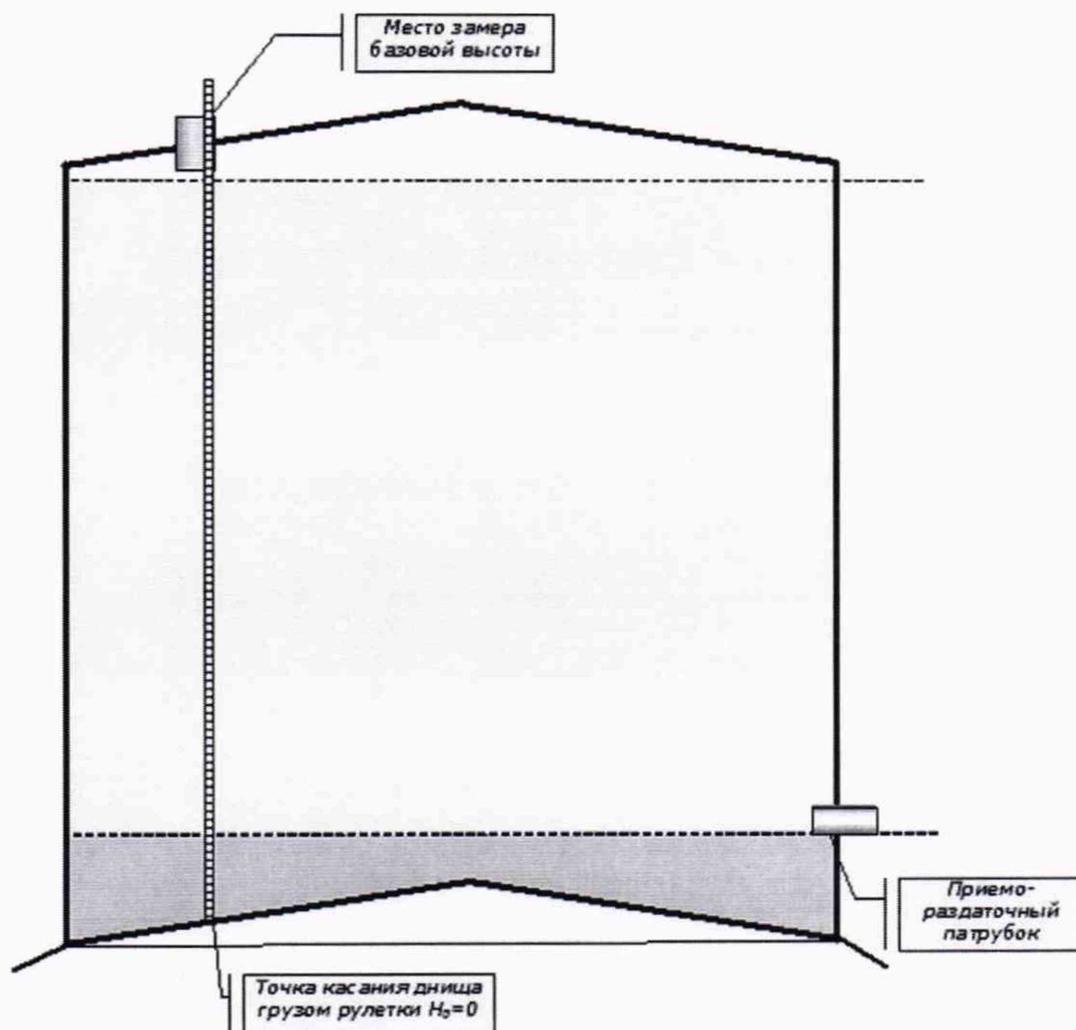
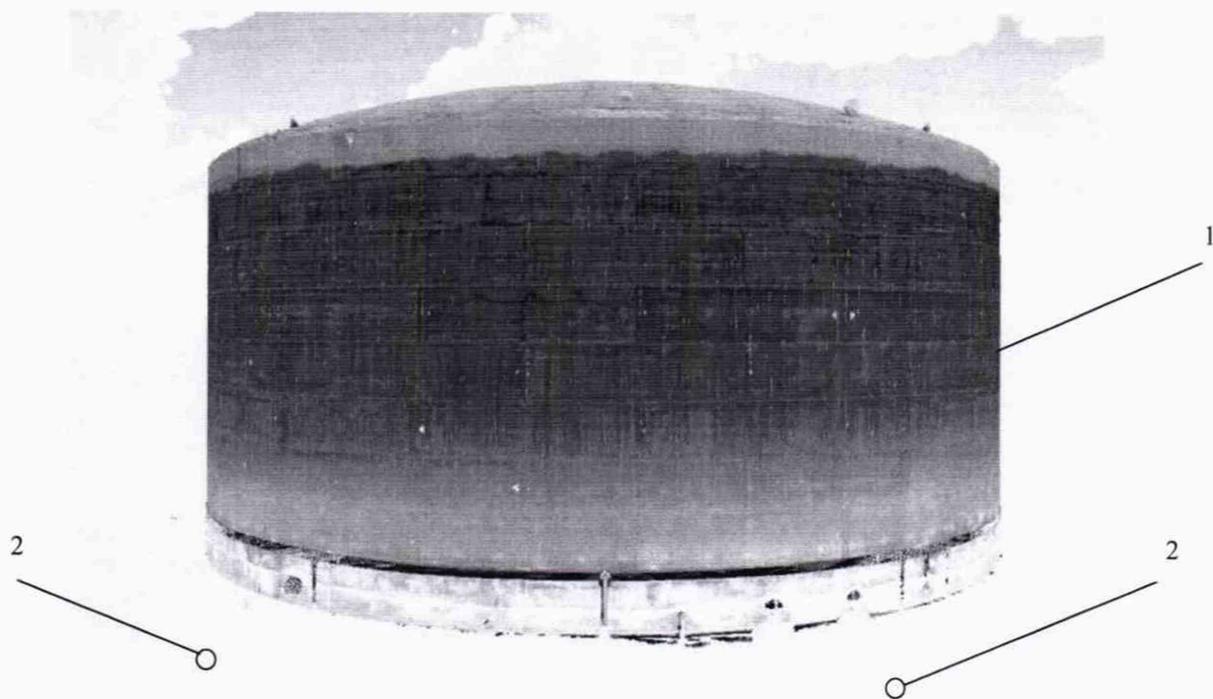


Рисунок А.1 — Схема измерения базовой высоты резервуара и эталонного расстояния
уровнемера



1 – внешняя стенка резервуара;

2 – станция, точка стояния КИМ во время измерения.

Рисунок А.2 — Схема сканирования наружной поверхности резервуара

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)
Форма протокола измерений параметров резервуара

ПРОТОКОЛ
измерений параметров резервуара

Т а б л и ц а 1 - Общие данные

Код документа	Регистрационный номер	Дата			Основание для проведения поверки
		Число	Месяц	Год	
1	2	3	4	5	6

Продолжение таблицы 1

Место проведения поверки	Рабочие эталоны и вспомогательные средства
7	8

Окончание таблицы 1

Резервуар		
Тип	Номер	Погрешность определения вместимости резервуара, %
9	10	11

Т а б л и ц а 2 - Условия проведения измерений и параметры резервуара

воздуха	Температура, С°			Загазованность, мг/м ³
	стенки резервуара			
	t_p	t_p^{max}	t_p^{max}	
1	2	3	4	5

Окончание таблицы 2

Материал стенки резервуара	Плотность хранимой жидкости $\rho_{жж}$, кг/м ³
6	7

Т а б л и ц а 3 – Базовая высота резервуара

В миллиметрах

Точка измерения базовой высоты H_6	Номер измерения	
	1	2
Риска измерительного люка		
Верхний срез измерительного люка		

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(рекомендуемое)
Форма журнала результатов обработки измерений

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ

Таблица 4 – Геометрические параметры резервуара

Название параметра резервуара	Значение

Таблица 5 – Параметры вместимости резервуара

Название параметра резервуара	Значение

Таблица 6 – Параметры поясов резервуара

Номер пояса	Уровень наполнения, мм	Средние внутренние радиальные отклонения, мм		Станд. откл. поверхности поясов резервуара, мм	Стандартн. отклон. среднего радиального отклонения, мм	
		измерен.	исправлен. за гидрост. давл.		пояса	на уровень наполнения

 Должность,
 Инициалы Фамилия

 Должность,
 Инициалы Фамилия

 Должность,
 Инициалы Фамилия

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(рекомендуемое)
Форма акта измерения базовой высоты резервуара
УТВЕРЖДАЮ

Руководитель предприятия- владельца резервуара

Инициалы Фамилия

АКТ
измерений базовой высоты резервуара
от «__» _____ 20__ года

Составлен в том, что комиссия, назначенная приказом № __ от «__» _____ 20__ года по _____, в составе председателя _____ и членов: _____

провела контрольные измерения базовой высоты резервуара стального вертикального цилиндрического теплоизолированного РВС- _____ № _____ при температуре окружающего воздуха _____ °С.

Измерения базовой высоты проведены рулеткой с грузом _____ № _____.

Результаты измерений представлены в таблице 1.

Таблица 1

Базовая высота резервуара, мм		Уровень наполнения резервуара, мм
Среднее арифметическое значение результатов двух измерений, $(H_{\delta})_к$	Значение базовой высоты, установленное при поверке резервуара, $(H_{\delta})_п$	
1	2	3

Относительное изменение базовой высоты резервуара δ_{δ} , %, вычисляются по формуле

$$\delta_{\delta} = \frac{(H_{\delta})_к - (H_{\delta})_п}{(H_{\delta})_п} \cdot 100 \% = \text{_____} \%$$

где значения величин $(H_{\delta})_к$, $(H_{\delta})_п$ приведены в 1-й и 2-й графах.

Вывод: требуется (не требуется) корректировка градуировочной таблицы

Председатель комиссии:

подпись

инициалы фамилия

Члены:

подпись

инициалы фамилия

подпись

инициалы фамилия

подпись

инициалы фамилия

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(обязательное)
**Форма титульного листа градуировочной таблицы и форма
градуировочной таблицы**

Д.1 Форма титульного листа градуировочной таблицы

Наименование исполнителя

УТВЕРЖДАЮ

« ____ » _____ 20 __ г.

ГРАДУИРОВОЧНАЯ ТАБЛИЦА

резервуар стальной вертикальный цилиндрический теплоизолированный

тип резервуара: номер:

организация-владелец:

погрешность определения вместимости:

участок ниже _____ мм для учетных и торговых операций не используется

интервальные вместимости резервуара приведены к 20 °С

дата проведения поверки:

дата очередной поверки:

Должность.

Инициалы Фамилия

Должность.

Инициалы Фамилия

Должность.

Инициалы Фамилия

Д.2 Форма градуировочной таблицы резервуара

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВСП-30000

Градуировочная таблица

Организация _____
Наименование организации – владельца резервуара

Тип: _____ Номер: _____

Уровень наполнения, см	Вместимость, м ³	Коэффициент вместимости, м ³ /мм	Уровень наполнения, см	Вместимость, м ³	Коэффициент вместимости, м ³ /мм
H _{мп}			H _{i+1}		
H _{мп} +1			H _{i+2}		
H _{мп} +2				
.....				
.....				
H _i			H _{пр}		

 Должность,
 Инициалы Фамилия

 Должность,
 Инициалы Фамилия

 Должность,
 Инициалы Фамилия

Д.3 Форма вместимости в пределах «мертвой» полости резервуара ¹⁾

Уровень наполнения, см	Вместимость, м ³	Вместимость на 1 мм наполнения	Уровень наполнения, см	Вместимость, м ³	Вместимость на 1 мм наполнения	Уровень наполнения, см	Вместимость, м ³	Вместимость на 1 мм наполнения
0			H _{i+1}			H _{j+1}		
1			H _{i+2}			H _{j+2}		
2				
.....				
.....				
H _i			H _j			H _{мп}		

 Должность,
 Инициалы Фамилия

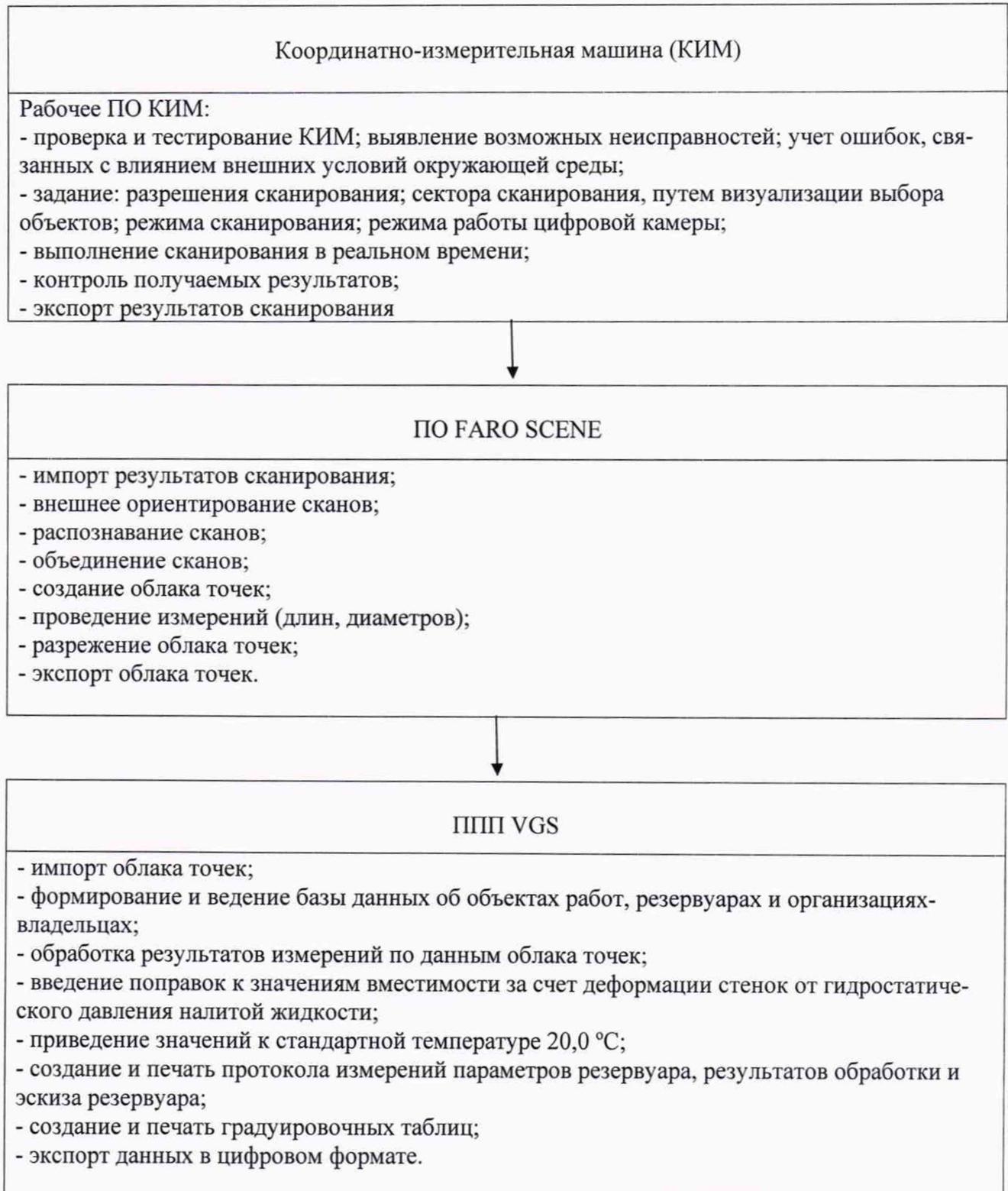
 Должность,
 Инициалы Фамилия

 Должность,
 Инициалы Фамилия

¹⁾ Заполняется по согласованию с Заказчиком

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(обязательное)

**Алгоритм обработки результатов измерений при применении
координатно-измерительной машины (КИМ) и функциональные тре-
бования к программному обеспечению (ПО)**



БИБЛИОГРАФИЯ

- | | |
|--|--|
| [1] Руководящий документ
РД-03-20-2007 | Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утверждено приказом Ростехнадзора от 29.01.2007 г. № 37 |
| [2] Санитарные правила и нормы
СанПиН 1.2.3685-21 | "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" |