

СОГЛАСОВАНО



Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»

М.В. Крайнов

« 27 » 05 2021 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-2000

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0621-21 МП

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г.Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Березовский Е.В., к.т.н,
Сафиуллина А.Р.

1 Общие положения

Настоящая методика распространяется на резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-2000 с заводским номером 188, расположенный на территории УПН Чаяндинского НГКМ Ленский район Саха Якутия (далее - резервуар) и устанавливает порядок проведения поверки электронно-оптическим методом.

Поверка резервуара в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц объема жидкости от рабочего эталона 2-ого разряда 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, утвержденной приказом Росстандарта от 7 февраля 2018 года № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости», что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 216-2018 «Государственный первичный эталон единицы объема жидкости». Поверка резервуара осуществляется косвенным методом.

2 Перечень операций поверки

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

Таблица 1

Наименование операции	Первичная поверка	Периодическая поверка
Внешний осмотр	Да	Да
Измерение базовой высоты резервуара	Да	Да
Сканирование внутренней полости резервуара	Да	Да
Измерение толщины стенок на каждом поясе резервуара*	Да	Да
Измерение температуры стенок резервуара	Да	Да

* - в случае отсутствия возможности измерения толщин стенок на каждом поясе резервуара, значения толщин принимают равным значениям, указанным в проектной документации на резервуар.

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки соблюдают условие - температура окружающего воздуха от -5 °С до +35 °С.

Допуск к производству работ осуществляется по наряду-допуску организации – владельца (правообладателя) резервуара.

Резервуар при поверке должен быть порожний и дегазированный.

Внутренняя поверхность резервуара должна быть очищена до состояния, позволяющего проводить измерения.

4 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 по программе ВНИИР-филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» «Поверка (калибровка) резервуаров, танков наливных судов и градуировка трубопроводов».

При проведении поверки резервуара в дистанционном режиме с привлечением к выполнению операций по данной методике поверки лиц, прошедших курсы повышения квалификации по программе ВНИИР-филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д. И.

Менделеева» «Поверка (калибровка) резервуаров, танков наливных судов и градуировка трубопроводов».

Средства измерений, применяемые при дистанционном режиме поверки должны иметь метрологические характеристики не хуже, указанных в п. 5 таблицы 2 настоящей методики поверки.

К проведению работ допускаются лица, изучившие настоящую методику, техническую документацию на резервуар и его конструкцию и прошедших инструктаж по безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-2015 «Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения».

Лица, проводящие работы, должны использовать спецодежду по ГОСТ 12.4.243 -2013 «Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная дополнительная для работ с радиоактивными и химически токсичными веществами. Общие технические требования и методы испытаний», спецобувь по ГОСТ 12.4.242-2013 «Система стандартов безопасности труда. Обувь специальная дополнительная для работ с радиоактивными и химически токсичными веществами. Общие технические требования и методы испытаний», строительную каску по ГОСТ 12.4.087 - 84 «Система стандартов безопасности труда. Строительство. Каски строительные. Технические условия».

При необходимости для дополнительного освещения при проведении измерений параметров резервуара применяют переносные светильники по ГОСТ 12.2.020-76 «Система стандартов безопасности труда. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка».

Перед началом работ проверяют исправность лестниц, перил и помостов с ограждениями.

Интервал между поверками – 5 лет.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

Погрешность вместимости резервуара приводят на титульном листе градуировочной таблицы (Приложение Б).

При проведении поверки резервуаров должны применяться средства поверки, приведенные в таблице 2. Все средства измерений, применяемые при проведении поверки должны иметь действующие свидетельства о поверке.

Таблица 2

Наименование средства измерений	Диапазон измерений	Пределы погрешности
Основные средства поверки		
Сканер лазерный Leica RTC360 диапазон измерения углов: – горизонтальных, град – вертикальных, град – расстояний, м	от 0 до 360 150 от 0,5 до 130	$\pm 36''$ $\pm 36''$ $\pm 2 \cdot (1 + 10 \cdot 10^{-6} \cdot D)$
рулетка измерительная металлическая типа Р модификации Р30Н2Г, м	от 0 до 30	$\pm(0,30 + 0,15(L-1))$
Термометр инфракрасный Testo 830-T2, °С	от -30 до +400	± 2
Толщиномер ультразвуковой А1210, мм	от 0,7 до 300,0	при толщинах от 0,7 до 3,0 мм $\pm(0,01 \cdot X + 0,1)$, при толщинах от 3,01 до 99,99 мм $\pm(0,01 \cdot X + 0,05)$, при толщинах от 100,0 до 300,0 мм $\pm(0,01 \cdot X + 0,1)$

Допускается применение аналогичных средств поверки с метрологическими характеристиками не хуже, приведенных в Таблице 2.

6 Требования по обеспечению безопасности проведения поверки

К работе по проведению поверки резервуара допускаются лица, прошедшие обучение и аттестованные по безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004.

Поверитель перед началом проведения работ должен изучить порядок работы со сканером лазерным Leica RTC360, изложенного в руководстве по эксплуатации на сканер.

При проведении поверки с целью сохранения жизни и здоровья поверителей, предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных паров и газов в воздухе, измеренная газоанализатором вблизи или внутри резервуара на высоте 2000 мм, не должна превышать ПДК, определенной по ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» и соответствовать гигиеническим нормативам ГН 2.2.5.3532-18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

7 Внешний осмотр резервуара

При внешнем осмотре резервуара проверяют:

- соответствие конструкции и внутренних деталей резервуара технической документации на него (паспорту, технологической карте на резервуар);
- исправность лестниц и перил;
- чистоту внутренней поверхности резервуара.

При выявлении видимых дефектов стенок резервуара (вмятин, наличие на стенках резервуара остатков хранимого продукта) проведение поверки откладывают до полного устранения дефектов. После устранения всех дефектов принимают решение по проведению дальнейшей поверки резервуара.

8 Подготовка к поверке резервуара и опробование средства измерений

Перед поверкой поверитель должен проконтролировать, что условия проведения поверки соответствуют требованиям, установленным настоящей методикой поверки, а также требованиям общих технических условий и руководства по эксплуатации требованиям, применяемым при поверке средствами измерений.

9 Определение метрологических характеристик резервуара

Отсутствует возможность поверки для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов.

9.1 Измерение базовой высоты резервуара

9.1.1 Опускают измерительную рулетку с грузом через измерительный люк резервуара до точки касания днища грузом рулетки. Фиксируют мелом точку касания днища грузом рулетки и устанавливают на нее марку.

9.1.2 Отсчет значения базовой высоты проводят от риски измерительного люка или от его верхнего среза.

Измерения проводят не менее двух раз. Результаты двух измерений не должны превышать 2 мм. Если расхождение результатов измерений превышает 2 мм, то измерения продолжают до получения расхождения двух результатов, не превышающих 2 мм. Результаты измерений базовой высоты вносят в протокол, форма которого приведена в приложении А (таблица А.2).

9.2 Сканирование внутренней полости резервуара

При проведении сканирования внутренней полости резервуара проводят следующие операции.

9.2.1 Подготавливают сканер к работе в соответствии с требованиями его технической документации.

Сканер горизонтируют (при необходимости) с применением трегера, с дальнейшим контролем электронным встроенным уровнем (при наличии).

9.2.2 Определяют необходимое количество станций сканирования и место их расположения, обеспечивающих исключение не просканированной внутренней поверхности резервуара. Количество станций должно быть не менее двух.

9.2.3 Сканирование проводят последовательно с каждой станции в режиме кругового обзора (360°). Дискретность сканирования устанавливают в пределах от 3 до 4 мм.

9.2.4 Операции сканирования и взаимной привязки станций проводят в соответствии с требованиями технической документации на сканер и применяемого программного обеспечения (ПО).

9.2.5 Результаты измерений автоматически фиксируются и записываются в памяти сканера в заранее сформированном файле.

9.2.6 Схема сканирования приведена в приложении В.

9.2.7 При проведении поверки резервуара в дистанционном режиме поверителю предоставляют фото-видео материалы операций по Таблице 1 и результаты сканирования. Все материалы операций по Таблице 1 должны храниться у поверителя не менее 1 года.

9.3 Обработка результатов измерений и составление градуировочной таблицы

9.3.1 Обработка результатов измерений

Обработку результатов измерений при поверке проводят в 3DReshaper или аналогичном программном обеспечении. Вычисления вместимости резервуара проводят в соответствии с приложением Г.

9.3.2 Составление градуировочной таблицы резервуара

Градуировочную таблицу составляют, с шагом $\Delta H_{и} = 1$ см, начиная с точки касания днища грузом рулетки до предельного уровня, равного суммарной высоте поясов резервуара.

Вместимость резервуара, соответствующую уровню жидкости $H_{пр} = 1$ см, вычисляют при приведении к стандартной температуре 20 °С – по формуле

$$V_{20} = V_t \cdot [1 + 3 \cdot \alpha_{ст} \cdot (t_{ст} - 20)]^{-1}, \quad (1)$$

где

V_t - объем, вычисленный стандартной командой Liquid (фактическое значение объема Mesh-модели), м³;

$\alpha_{ст}$ - коэффициент линейного расширения материала стенок резервуара, для стали принимают значение $12,5 \cdot 10^{-6} 1/°C$;

$t_{ст}$ - температура стенки резервуара во время поверки, °С.

При составлении градуировочной таблицы значения вместимости округляют до 1 дм³.

Вычисление пределов допускаемой относительной погрешности результата измерений объема (вместимости) резервуара с доверительной вероятностью $P=0,95$ приведено в приложении Д.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений вместимости резервуара не должны превышать $\pm 0,20$ %.

10 Подтверждение соответствия резервуара метрологическим требованиям

Критерием для принятия решения по подтверждению соответствия резервуара метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, является выполнение всех требований, которые изложены в пунктах 7 – 9 настоящей методики поверки.

Оформление результатов поверки

10.1 В случае подтверждения соответствия резервуара метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, результат поверки считают положительным и оформляют свидетельство о поверке в соответствии с действующими нормативными и правовыми актами оформления результатов поверки.

10.2 В случае не подтверждения соответствия резервуара метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, результат поверки считают отрицательным и оформляют извещение о непригодности.

10.3 К свидетельству о поверке прикладывают градуировочную таблицу.

10.4 Форма протокола приведена в Приложении А (рекомендуемое).

10.5 Форма титульного листа градуировочной таблицы и форма градуировочной таблицы приведены в Приложении Б (рекомендуемое).

Титульный лист и последнюю страницу градуировочной таблицы подписывает поверитель.

10.6 Градуировочную таблицу утверждает руководитель или уполномоченное лицо организации, аккредитованной на право проведения поверки.

10.7 Знак поверки наносится в свидетельство о поверке.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

**ПРОТОКОЛ
измерений параметров резервуара**

Т а б л и ц а А.1 – Общие данные

Дата	Основание для проведения поверки	Место проведения	Средства поверки	Резервуар		
				Тип	Номер	Температура стенки, °С
1	2	3	4	5	6	7
						-

Т а б л и ц а А.2 – Базовая высота резервуара

В миллиметрах

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

_____ Должность

_____ Подпись

_____ Инициалы, фамилия

**Приложение Б
(рекомендуемое)**

Форма титульного листа градуировочной таблицы и форма градуировочной таблицы

Б.1 Форма титульного листа градуировочной таблицы

УТВЕРЖДАЮ

«__» _____ 20__ г.

ГРАДУИРОВОЧНАЯ ТАБЛИЦА №
на резервуар вертикальный стальной цилиндрический
РВС-2000 №

Организация _____

Данные соответствуют стандартной температуре 20 °C

Погрешность вместимости $\pm 0,20$ % обеспечивается с объема не менее _____ м³

Срок очередной поверки _____

Поверитель

подпись

должность, инициалы, фамилия

Б.2 Форма градуировочной таблицы резервуара

Лист ___ из _____

Организация _____

Резервуар № _____

Место расположения _____

Таблица Б.1 – Посантиметровая вместимость резервуара

Уровень наполнения, см	Высота газового пространства, см	Вместимость, м ³	Коэффициент вместимости, м ³ /мм	Уровень наполнения, см	Высота газового пространства, см	Вместимость, м ³	Коэффициент вместимости, м ³ /мм
X+1				X+5			
X+2				X+6			
X+3			
X+4				макс.знач.Н			...

Таблица Б.2 – Посантиметровая вместимость «мертвой» полости резервуара

Уровень наполнения, см	Высота газового пространства, см	Вместимость, м ³	Коэффициент вместимости, м ³ /мм	Уровень наполнения, см	Высота газового пространства, см	Вместимость, м ³	Коэффициент вместимости, м ³ /мм
0				4			
1				5			
2			
3				X	

Приложение В
(справочное)

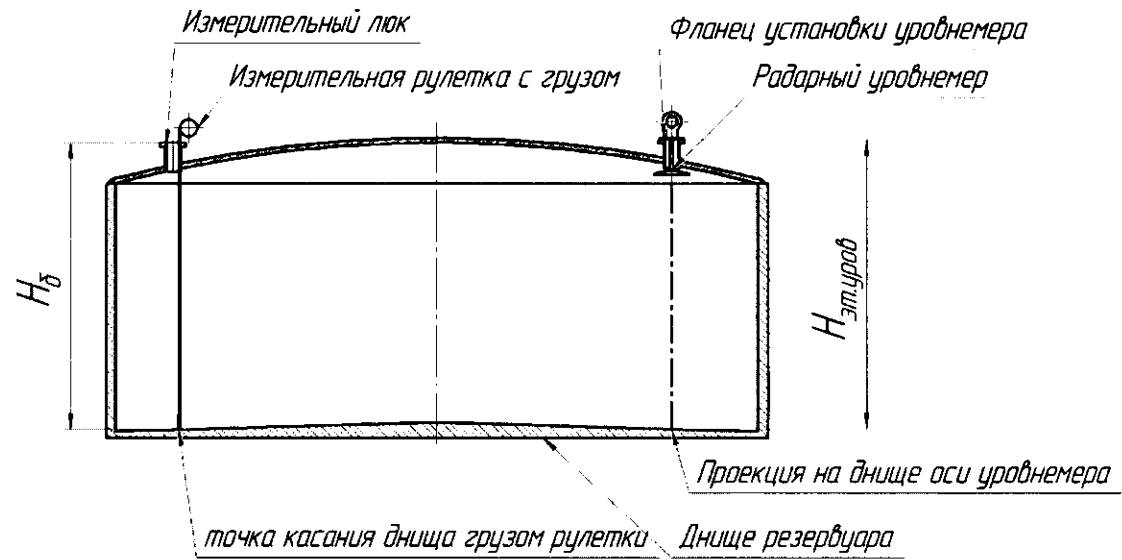
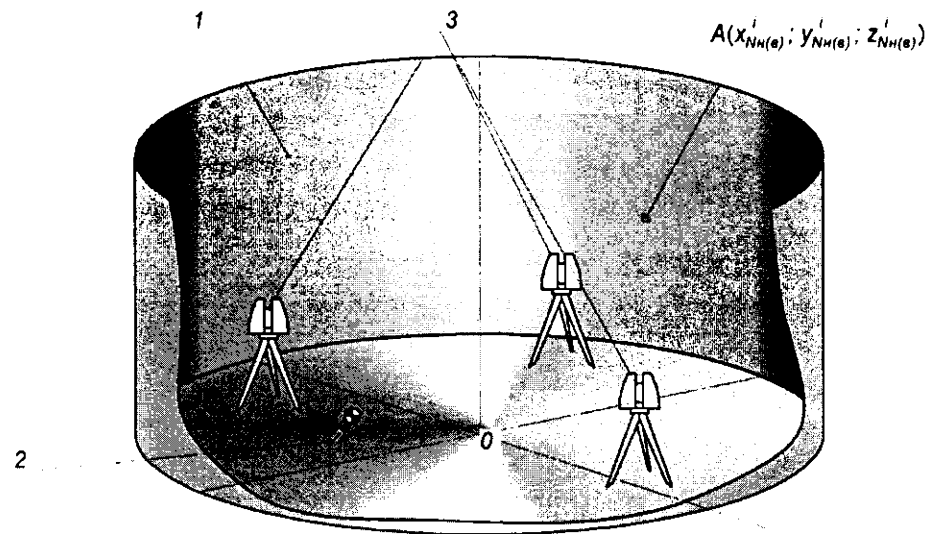


Рисунок В.1 – Схема измерения базовой высоты резервуара РВС-2000



1 – внутренняя полость резервуара; 2 – точка установки сферической марки в точке касания дна грузом рулетки; 3 – точки стояния станций съемки

Рисунок В.2 – Схема сканирования внутренней полости резервуара

Приложение Г
(обязательное)
Алгоритм обработки результатов измерений

Г.1 Вычисление вместимости резервуара

Г.1.1 Температурная поправка

Объем резервуара с учетом температурной поправки должен вычисляться по следующей формуле

$$V_{20} = V_{\text{изм}} \cdot [1 + 3 \cdot \alpha \cdot (t - 20)]^{-1}, \quad (\text{Г. 1})$$

где

- V_{20} - значение объема с учетом температурной поправки к +20°C, м³;
- $V_{\text{изм}}$ - значение объема, вычисленное стандартной командой Liquid (фактическое значение объема Mesh-модели), м³;
- α - коэффициента теплового расширения материала стенок резервуара, °C⁻¹;
- t - значение температуры, при которой проводилось 3D-сканирование резервуара, °C.

Г.1.2 Поправка на гидростатическое давление жидкости

Поправку к вместимости резервуара при наполнении 1 пояса вычисляют по формуле

$$\Delta W_1 = A_1 \cdot 0,8 \cdot \frac{h_1^2}{2 \cdot \delta_1}, \quad (\text{Г. 2})$$

где

- h_1 - высота первого пояса, мм;
- δ_1 - толщина каждого пояса, мм;
- A_1 - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$A_1 = \frac{\pi \cdot g \cdot \rho_{\text{ж.ж.}} \cdot D^3}{4 \cdot 10^{12} \cdot E}, \quad (\text{Г. 3})$$

где

- π - число, принимаемое равным 3,14159;

- g - ускорение свободного падения, м/с², принимаемое равным 9,8066 м/с²;
- $\rho_{х.ж.}$ - плотность хранимой жидкости, кг/м³;
- D - диаметр первого пояса резервуара на высоте 1000 мм, мм;
- E - модуль упругости материала стенок резервуара, принимаемый равным для стали $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па.

Таким образом, объем с учетом гидростатической поправки для первого пояса вычисляются по формуле

$$V_{\Gamma 1 \text{ пояса}} = V_{\text{изм}} + \left(\Delta W_1 \cdot \frac{H_i}{h_1} \right), \quad (\Gamma.4)$$

где

- $V_{\Gamma 1 \text{ пояса}}$ - значение объема с учетом гидростатической поправки для первого пояса, м³;
- $V_{\text{изм}}$ - значение объема, вычисленное стандартной командой Liquid (фактическое значение объема Mesh-модели), м³;
- H_i - текущее значение уровня наполнения в пределах 1 пояса при соответствующем значении $V_{\text{изм}}$, см;
- h_1 - высота первого пояса, см.

Поправка к вместимости резервуара при наполнении второго пояса, вычисляется по формуле

$$\Delta W_2 = A_1 \cdot \left(0,8 \cdot \frac{h_1}{\delta_1} + \frac{h_2}{2 \cdot \delta_2} \right) \cdot h_2, \quad (\Gamma.5)$$

где

- h_1, h_2 - высоты первого и второго пояса соответственно, мм;
- δ_1, δ_2 - толщины первого и второго пояса соответственно, мм.

Таким образом, объем с учетом гидростатической поправки для второго пояса вычисляется по формуле

$$V_{\Gamma 2 \text{ пояса}} = V_{\text{изм}} + \Delta W_1 + \Delta W_2 \cdot \frac{H_i}{h_2}, \quad (\Gamma.6)$$

где

- $V_{Г2 \text{ пояса}}$ - значение объема с учетом гидростатической поправки для второго пояса, м³;
- $V_{изм}$ - значение объема, вычисленное стандартной командой Liquid (фактическое значение объема Mesh-модели), м³;
- H_i - текущее значение уровня наполнения в пределах 2 пояса при соответствующем значении $V_{изм}$, см. (Значение $H_i=0$ соответствует началу отсчета высоты второго пояса), см;
- h_2 - высота второго пояса, см.

Поправку к вместимости резервуара при наполнении i -го пояса вычисляют по формуле

$$\Delta W_i = A_1 \cdot \left(0,8 \cdot \frac{h_1}{\delta_1} + \frac{h_2}{\delta_2} + \dots + \frac{h_i}{2 \cdot \delta_i} \right) \cdot h_i, \quad (\text{Г.7})$$

где

- $h_1, h_2 \dots h_i$ - высоты первого, второго и i -го пояса соответственно, мм;
- $\delta_1, \delta_2 \dots \delta_i$ - толщины первого, второго и i -го пояса соответственно, мм.

Таким образом, объем с учетом гидростатической поправки для i -го пояса вычисляется по формуле

$$V_{Гi \text{ пояса}} = V_{изм} + (\Delta W_1 + \Delta W_2 + \dots + \Delta W_{i-1}) + \Delta W_i \cdot \frac{H_i}{h_i}, \quad (\text{Г.8})$$

где

- $V_{Гi \text{ пояса}}$ - значение объема с учетом гидростатической поправки для i -ого пояса, м³;
- $V_{изм}$ - значение объема, вычисленное стандартной командой Liquid (фактическое значение объема Mesh-модели), м³;
- H_i - текущее значение уровня наполнения в пределах i -го пояса при соответствующем значении $V_{изм}$, см. (Значение $H_i=0$ соответствует началу отсчета высоты i -го пояса), см;

h_i - высота i -го пояса, см.

Г.2.4 Оценку относительной погрешности результатов измерений объема (вместимости) резервуара РВС-2000 проводят по приложению Д.

Приложение Д
(обязательное)

Расчет доверительной относительной погрешности результатов измерений объема (вместимости) резервуара РВС-2000

Д.1 Доверительную границу случайной погрешности результата измерений объема (вместимости) на заданном уровне, м³, определяют по формуле

$$\varepsilon(P) = Z_{p/2} \cdot S(V), \quad (\text{Д.1})$$

- где
- $Z_{p/2}$ - $P/2$ точка нормированной функции Лапласа, отвечающая вероятности P . При выбранной доверительной вероятности $P=0,95$, принимают значение $Z_{p/2}$ равным 2;
 - $S(V)$ - суммарное среднее квадратичное отклонение (далее – СКО) измерений объема (вместимости), м³. Вычисляют по формуле

$$S(V) = \sqrt{\sum_{i=1}^N [(S_{Y_i})^2 \cdot (H_i \cdot (1 + 3 \cdot \alpha \cdot |t - 20|))^2]}, \quad (\text{Д.2})$$

- где
- S_{Y_i} - СКО измерений площади сечения «кольца» облака точек высотой 1 см, м²;
 - α - коэффициент теплового расширения материала стенок резервуара, °С⁻¹;
 - t - значение температуры, измеренное пирометром, при которой проводилось 3D-сканирование резервуара, °С;
 - H_i - шаг градуировки, 1 см.

Д.2 Доверительную границу неисключенной систематической погрешности (далее – НСП) результата измерения объема (вместимости) на заданном уровне, м³, определяют по формуле

$$\Theta(P) = k \cdot \sqrt{S_i \cdot (1 + 3 \cdot \alpha \cdot |t - 20|)^2 \cdot (0,001)^2 + (\Delta t)^2 \cdot (3 \cdot \alpha \cdot V_i)^2}, \quad (\text{Д.3})$$

- где
- k - поправочный коэффициент. При выбранной доверительной вероятности $P=0,95$, принимают значение k равным 1,1;
 - S_i - площадь сечения резервуара на i -том уровне, м²;
 - $\alpha_{ст}$ - коэффициент теплового расширения материала стенок резервуара, °С⁻¹;
 - Δt - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, значение берется из свидетельства о поверке средства измерений температуры (термометра, пирометра), °С;
 - V_i - значение объема жидкости на вычисляемом уровне, м³.

Д.3 Проверяем условие

Если $\frac{\theta(P)}{s(V)} < 0,8$, то НСП пренебрегают и в качестве доверительной границы погрешности результата измерений объема (емкости) принимают доверительные границы случайных погрешностей измерений объема (емкости), м³, которые определяют по формуле

$$\Delta P = \varepsilon(P), \quad (\text{Д.4})$$

где $\varepsilon(P)$ - доверительные границы случайной погрешности результата измерений объема (емкости), м³, вычисленные по формуле Д.1.

Если $\frac{\theta(P)}{s(V)} > 8$, то пренебрегают случайными погрешностями и в качестве доверительной границы погрешности результата измерений объема (емкости) принимают доверительные границы НСП измерений объема (емкости), м³, которые определяют по формуле

$$\Delta P = \theta(P), \quad (\text{Д.5})$$

где $\theta(P)$ - доверительные границы НСП результата измерения объема (емкости), м³, вычисленные по формуле (Д.3).

Если $0,8 \leq \frac{\theta(P)}{s(V)} \leq 8$, то доверительную границу погрешности результата измерений объема (емкости) на заданном уровне, м³, вычисляют по формуле

$$\Delta P = K \cdot [\varepsilon(P) + \theta(P)], \quad (\text{Д.6})$$

где K - коэффициент, значение которого для доверительной составляющей $P=0,95$, принимаем равным 0,76.

Доверительную границу относительной погрешности результата измерений объема (емкости) на заданном уровне, % вычисляют по формуле

$$\delta P_{\text{отн}} = \frac{\Delta P}{V_{h.i}} \cdot 100 \%, \quad (\text{Д.7})$$

где $V_{h.i}$ - значение объема жидкости на вычисляемом уровне Н, м³.