

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ  
(ФГБУ «ВНИИМС»)**

**СОГЛАСОВАНО**

Заместитель директора по производственной  
метрологии ФГБУ «ВНИИМС»



2024 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества нефтепродуктов в резервуарном парке  
ООО «РН-Морской терминал Туапсе»

Методика поверки

МП 208-045-2024

2024

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества нефтепродуктов в резервуарном парке ООО «РН-Морской терминал Туапсе» (далее – система) и устанавливает требования к методам и средствам их первичной и периодической поверок.

Проверка системы измерений количества нефтепродуктов в резервуарном парке ООО «РН-Морской терминал Туапсе» в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единицы:

- уровня жидкости от ГЭТ 2-2010 по приказу Росстандарта от 30.12.2019 № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

- плотности жидкости от ГЭТ 18-2014 в соответствии с локальной поверочной схемой.

Структура локальной поверочной схемы приведена в приложении А.

- температуры от ГЭТ 34-2020 и ГЭТ 35-2021 в соответствии с локальной поверочной схемой. Структура локальной поверочной схемы приведена в приложении Б.

Методика поверки реализует метод сличения с эталонами.

Проверка проводится на месте эксплуатации.

## 2. ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

2.1. При проведении поверки систем должны выполняться операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки.

Наименование операции	Номер пункта	При первичной поверке	При периодической поверке
Внешний осмотр	7	Да	Да
Проверка идентификационных данных программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	9	Да	Да
Определение погрешности средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям <sup>1)</sup>		Да	Да
Определение погрешности при измерении температуры нефтепродукта	10.1	Да	Да
Определение погрешности при измерении уровня нефтепродукта	10.2	Да	Да
Определение погрешности при измерении плотности нефтепродукта	10.3	Да	Да
Определение погрешности при измерении массы нефтепродукта	10.4	Да	Да
Оформление результатов поверки	11	Да	Да
Примечания:			

<sup>1)</sup>При периодической поверке системы, по заявке владельца системы, допускается проводить определение погрешности системы только для измерительных каналов и параметров, указанных в заявке.

### **3. ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ**

3.1. Условия проведения поверки приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Условия проведения поверки

Параметр	Значение
В условиях эксплуатации	
Измеряемая среда	светлые и темные нефтепродукты
Температура измеряемой среды, °C, при применении*: - погружного плотномера - погружного термометра - лабораторного плотномера	от -20 до +60 от -20 до +80 в соответствии с РЭ плотномера
Температура окружающего воздуха, °C, при применении: - погружного плотномера или погружного термометра - лабораторного плотномера	от +5 до +35 в соответствии с РЭ плотномера
Относительная влажность воздуха, %	от 10 до 95
Осадки	без осадков
Отстой нефтепродукта в резервуаре перед проведением измерений после приема/сдачи нефтепродукта	не менее 2 часов
Примечание * - погружной плотномер, лабораторный плотномер, погружной термометр в соответствии с таблицей 3.	

3.2. При проведении поверки условия применения средств поверки должны соответствовать их эксплуатационной документации.

### **4. ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ**

4.1. К поверке допускают лиц, изучивших документацию на систему и средства поверки, правила пожарной безопасности, действующие на предприятии и утвержденные в установленном порядке, а также правила выполнения работ в соответствии с технической документацией, прошедших обучение и инструктаж по технике безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-2015.

### **5. МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ**

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

Таблица 3 – Средства поверки

Номер пункта методики поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
1	2	3
10.1 - 10.2	Рабочий эталон единицы плотности в соответствии с локальной поверочной схемой (пример приведен в Приложении А) с доверительными границами погрешности (пределами допускаемой абсолютной погрешности) измерений плотности не превышающими 0,3 кг/м <sup>3</sup>	Плотномер автоматический DDM (регистрационный номер 40144-14)

Окончание таблица 3

Номер пункта методики поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
1	2	3
10.1 - 10.2	Рабочий эталон единицы плотности в соответствии с локальной поверочной схемой (пример приведен в Приложении А) с доверительными границами погрешности (пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности) не превышающими 0,3 кг/м <sup>3</sup> (далее – погружной плотномер)	Плотномер ПЛОТ-ЗБ (регистрационный номер 20270-12)
10.1	Рабочий эталон единицы температуры в соответствии с локальной поверочной схемой (пример приведен в Приложении Б) с доверительными границами погрешности (пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры) не превышающими 0,2 °C (далее – погружной термометр)	Термометры электронные ExT-01 (регистрационный номер 44307-10)
10.3 – 10.4	Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 30.12.2019 № 3459, с диапазоном измерений, обеспечивающим измерение уровня в необходимом диапазоне измерений	Рулетки измерительные металлические РНГ (регистрационный номер 60606-15)
8, 9, 10	Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от минус 20 до плюс 40 °C, пределы абсолютной погрешности измерений температуры не более 0,5 °C Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 98 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ±5 %.	Термогигрометр (регистрационный номер 46434-11) ИВА-6
10.1 - 10.3	Пробоотборник переносной по ГОСТ 2517, объем не менее 1 дм <sup>3</sup> (при необходимости)	

5.2. Средства поверки и эталоны должны быть поверены или аттестованы, данные о положительных результатах поверки должны содержаться в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, испытательное оборудование должно быть аттестовано, остальное оборудование – проверено.

5.3. Допускается использовать другие средства поверки с метрологическими и техническими характеристиками обеспечивающие измерение параметров с требуемой точностью.

## 6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки должны выполняться следующие требования безопасности.

6.1. Поверители проводят поверку в спецодежде: мужчины – в халатах по ГОСТ 12.4.132-83 или комбинезоне по ГОСТ 12.4.100-80, женщины в халатах по ГОСТ 12.4.131-83 или комбинезонах по ГОСТ 12.4.099-80.

6.2. Перед началом поверки проверяют исправность: системы, лестницы, подножек и площадки обслуживания, наличие необходимых заземлений.

6.3. Содержание паров нефтепродукта в воздухе рабочей зоны не превышает предельно допустимую концентрацию их по ГОСТ 12.1.005-88.

## 7. ВНЕШНИЙ ОСМОТР

7.1. При внешнем осмотре устанавливают соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность соответствует комплектности, указанной в паспорте на систему;
- соответствие системы описанию и составу, приведенному в описании типа;
- на составных частях системы отсутствуют механические повреждения и дефекты покрытий, препятствующие ее применению: не читаемость информации на шильдиках, сквозная коррозия, нарушение целостности корпуса.

- маркировка соответствует эксплуатационной документации.

7.2. Результаты внешнего осмотра считают положительными, если выполняются выше перечисленные условия. В противном случае результат признается отрицательным и дальнейшую поверку не проводят.

## 8. ПРОВЕРКА ИДЕНТИФИКАЦИОННЫХ ДАННЫХ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

8.1. Проверяют версии программного обеспечения системы.

8.1.1. Считывают номер версии и контрольную сумму программного обеспечения в соответствии с пунктом 3.3 паспорта на систему.

8.2. Результаты проверки программного обеспечения считают положительными, если номер версии программного обеспечения и его контрольная сумма соответствует идентификационным данным программного обеспечения, указанным в описании типа системы.

## 9. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

9.1. Подготовка к поверке.

9.1.1. Подготавливают средства поверки в соответствии с их эксплуатационной документацией.

9.1.2. Проверяют соответствие значения базовой высоты резервуара из градуировочной таблицы резервуара и значения базовой высоты резервуара, введенного в систему. В случае несоответствия значений базовой высоты определение погрешности для системы на данном резервуаре не проводят, до устранения несоответствий.

9.2. Опробование средства измерений.

9.2.1. Считывают последовательно с показывающего устройства системы значения параметров, для которых проводится поверка. Значения считываемых параметров должны отображаться на показывающем устройстве системы.

9.2.2. Опробование проводят для измерительных каналов в составе системы, для которых проводится поверка в соответствии с заявкой на поверку.

9.2.3. Результаты опробования, при измерениях отдельных параметров, считают положительными, если проводятся измерения контролируемых параметров с отображением результатов измерений и отсутствуют ошибки измерений. В противном случае результаты признаются отрицательными и дальнейшую поверку не проводят.

9.2.4. Допускается проводить опробование при определении погрешности по разделу 10.

## **10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ**

10.1. Определение погрешности при измерении температуры нефтепродукта.

10.1.1. Определение погрешности при измерении температуры нефтепродукта проводят для всех измерительных каналов температуры в составе системы, согласно заявке на поверку.

10.1.2. Определение погрешности при измерении температуры нефтепродукта проводят на месте эксплуатации.

10.1.3. Определение погрешности при измерении температуры нефтепродукта в резервуаре проводят на резервуаре, заполненном не менее чем на 80 % в следующей последовательности.

10.1.3.1 Считывают с показывающего устройства системы результаты измерений температуры точечных датчиков температуры ( $T_i$ ) и среднее значение температуры нефтепродукта в резервуаре ( $T_{CP}$ ).

10.1.3.2 Измеряют погружным термометром через измерительный люк резервуара температуру нефтепродукта ( $T_{0i}$ ) на уровне расположения каждого  $i$ -ого точечного датчика температуры.

10.1.3.3 Рассчитывают значение средней температуры нефтепродукта в резервуаре по формуле

$$T_0 = \sum_{i=1}^N T_{0i}, \quad (1)$$

где

$N$  – количество точечных датчиков температуры, погруженных в нефтепродукт;

$T_{0i}$  – результат измерений температуры нефтепродукта погружным термометром на уровне  $i$ -ого точечного датчика температуры, погруженного в нефтепродукт, °С.

10.1.3.4 Рассчитывают погрешность при измерении температуры нефтепродукта для каждого  $i$ -ого точечного датчика по формуле

$$\Delta T_i = T_i - T_{0i}. \quad (2)$$

10.1.3.5 Рассчитывают погрешность при измерении средней температуры нефтепродукта в резервуаре по формуле

$$\Delta T_{CP} = T_{CP} - T_0. \quad (3)$$

10.1.3.6 Результаты поверки считают положительными, если для каждого точечного датчика температуры значение  $|\Delta T_i|$  не более 0,5 °С и значение средней температуры нефтепродукта в резервуаре  $|\Delta T_{CP}|$  не более 0,5 °С. В противном случае результаты поверки признаются отрицательными и дальнейшую поверку для измерительных каналов системы на данном резервуаре не проводят.

10.2. Определение погрешности при измерении уровня нефтепродукта.

10.2.1. Определение погрешности при измерении уровня нефтепродукта проводят при двух разных уровнях нефтепродукта в резервуаре: при заполненном не менее чем на 80 % резервуаре и при уровне нефтепродукта для определения погрешности при измерении плотности нефтепродукта.

При проведении поверки системы без поверки канала измерения плотности, разность уровней нефтепродукта в резервуаре при определении погрешности при измерении уровня нефтепродукта должен быть не менее 10 м.

10.2.2. Определение погрешности при измерении уровня нефтепродукта проводят в следующей последовательности.

10.2.2.1. Измеряют температуру паров над нефтепродуктом в резервуаре.

Температуру паров над нефтепродуктом в резервуаре измеряют погружным термометром непосредственно в резервуаре на уровне, соответствующем примерно середине высоты пустоты резервуара при текущем уровне нефтепродукта в резервуаре.

10.2.2.2. Считывают с показывающего устройства системы результаты измерений уровня нефтепродукта в резервуаре ( $L$ ).

10.2.2.3. Измерение проводят через измерительный люк резервуара. Измерительную ленту рулетки измерительной с грузом опускают медленно до полного погружения груза рулетки в нефтепродукт и фиксируют положение рулетки. Для получения более четкого уровня нефтепродукта на ленте рулетки рекомендуется нанесение на ленту рулетки специальной пасты.

Считывают показания на рулетке, на уровне верхнего края измерительного люка (риски направляющей планки измерительного люка) резервуара ( $L_1$ ).

Рулетку поднимают вверх, не допуская смещения в сторону, чтобы избежать искажений линии смачивания на измерительной ленте рулетки ( $L_2$ ). Отсчет проводят сразу же после появления смоченной части измерительной ленты рулетки над измерительным люком. Отсчет показаний проводится с точностью до деления (1 мм) на измерительной ленте рулетки.

Измерение проводят два раза.

Рассчитывают высоту пустоты в резервуаре по формуле

$$L_A = (L_1 - L_2 + \Delta L_K) \cdot (1 + \alpha_p \cdot (T_A - 20)), \quad (4)$$

где

$\alpha_p$  – коэффициент линейного расширения материала ленты рулетки,  $1/^\circ\text{C}$ ;

$T_A$  – температура паров над нефтепродуктом в резервуаре,  $^\circ\text{C}$ ;

$\Delta L_K$  – поправка, рассчитываемая по Приложению В;

Если разность двух измерений более 1 мм проводят дополнительно еще два измерения уровня нефтепродукта, а за значение уровня нефтепродукта в резервуаре ( $L_A$ ) принимают среднее арифметическое значение:

- трех наиболее близких измерений;
- четырех измерений (в случае их симметричного расположения относительно их среднего арифметического значения).

10.2.2.4. Рассчитывают погрешность при измерении уровня нефтепродукта в резервуаре по формуле

$$\Delta L = L_{S0} - L_A, \quad (5)$$

где

$L_{S0}$  – «высота пустоты» в резервуаре, мм, рассчитывают по формуле

$$L_{S0} = L_B - L, \quad (6)$$

где

$L_B$  – базовая высота резервуара, введенная в память системы;

$L$  – уровень нефтепродукта в резервуаре, измеренный системой,

10.2.4.5. Результаты поверки считаются положительными, если при каждом измерении  $|ΔL|$  не более 3 мм. В противном случае результаты поверки признаются отрицательными и дальнейшую поверку для измерительных каналов системы на данном резервуаре не проводят.

### 10.3. Определение погрешности при измерении плотности нефтепродукта

10.3.1. Определение погрешности при измерении плотности нефтепродукта проводят в условиях эксплуатации при двух уровнях нефтепродукта в резервуаре: при уровне заполнения резервуара не менее 80 % и при уровне нефтепродукта в резервуаре не выше 1 м от минимально допустимого уровня нефтепродукта.

Под минимально допустимым уровнем нефтепродукта понимается уровень нефтепродукта в резервуаре, при котором обеспечивается измерение плотности нефтепродукта в резервуаре с пределами погрешности при измерении плотности нефтепродукта, нормируемыми для системы в описании типа.

Определение минимально допустимого уровня нефтепродукта проводится в соответствии с Приложением Г.

10.3.2. Определение погрешности при измерении плотности нефтепродукта в резервуаре проводят при положительных результатах поверки системы при измерении уровня нефтепродукта для данного резервуара.

10.3.3. Определение погрешности системы при измерении плотности нефтепродукта проводят в следующей последовательности.

10.3.3.1. Считывают с показывающего устройства системы результаты измерений уровня нефтепродукта в резервуаре ( $L$ ), гидростатического давления нефтепродукта в резервуаре ( $P$ ), плотности нефтепродукта в резервуаре ( $ρ$ ).

10.3.3.2. Измеряют плотность нефтепродукта в резервуаре погружным плотномером по пункту 10.3.3.3. или лабораторным плотномером по пункту 10.3.3.4.

10.3.3.3. Измерение плотности нефтепродукта погружным плотномером ( $ρ_0$ ) проводят непосредственно в резервуаре через равные расстояния:

- через каждые 0,5 м или менее при уровне нефтепродукта в резервуаре 5 м и менее;
- через каждый 1 м или менее при уровне нефтепродукта в резервуаре более 5 м.

Примечания:

1. Количество «точек» измерений плотности нефтепродукта должно быть не менее 3.
2. Минимальный уровень измерения плотности нефтепродукта должен быть не менее 0,25 м от уровня установки датчика давления.
3. Максимальный уровень измерения плотности нефтепродукта должен быть не менее чем на 0,25 м ниже уровня нефтепродукта в резервуаре.

Значение плотности нефтепродукта ( $ρ_0$ ) рассчитывают, как среднее арифметическое результатов измерений плотности нефтепродукта на разных уровнях.

10.3.3.4. Измерение плотности нефтепродукта лабораторным плотномером проводят в объединенной пробе нефтепродукта, отобранный переносным пробоотборником из резервуара на уровнях, соответствующих уровням для отбора точечных проб при составлении объединенной пробы по ГОСТ 2517-2012.

Сравнение результатов измерения плотности, определенной лабораторным плотномером в ИЛ, и каналом измерения плотности системы проводят при стандартных условиях (температура 15 °C или 20 °C и избыточное давление 0 МПа).

10.3.4. Рассчитывают абсолютную погрешность при измерении плотности нефтепродукта по формуле

$$Δρ = ρ - ρ_0, \text{ кг}/\text{м}^3 \quad (7)$$

Примечание – Допускается определять абсолютную погрешность при измерении плотности нефтепродукта по формуле

$$\Delta\rho = \rho_C - \rho_{C(0)}, \text{ кг}/\text{м}^3 \quad (8)$$

где

$\rho_C$  – плотность нефтепродукта, измеренная системой и приведенная к стандартным условиям (температура 15 °С или 20 °С и избыточное давление 0 МПа);

$\rho_{C(0)}$  – плотность нефтепродукта, измеренная погружным плотномером и приведенная к стандартным условиям (температура 15 °С или 20 °С и избыточное давление 0 МПа) или измеренная лабораторным плотномером при стандартных условиях (температура 15 °С или 20 °С и избыточное давление 0 МПа).

Приведение плотности нефтепродукта к стандартным условиям (температура 15 °С или 20 °С и избыточное давление 0 МПа) проводят по рекомендации Р 50.2076-2010 (ГОСТ 8.587-2019).

10.3.5. Результаты поверки считаются положительными, если при каждом измерении выполняется условие  $|\Delta\rho| \leq \Delta\rho_{MAX}$ , где  $\Delta\rho_{MAX}$  – максимальное допустимое значение абсолютной погрешности при измерении плотности нефтепродукта в соответствии с описанием типа. В противном случае результаты поверки признаются отрицательными и дальнейшую поверку для измерительных каналов системы на данном резервуаре не проводят.

#### 10.4. Определение погрешности при измерении массы нефтепродукта.

10.4.1. При определении погрешности при измерении массы нефтепродукта проверяют соответствие данных зависимости объема нефтепродукта от его уровня в системе, данным в градуировочной таблицы резервуара для которого проводится поверка, также результаты поверки по пунктам 10.1, 10.2, 10.3.

10.4.2. Результаты поверки считаются положительными, если:

а) при автоматическом измерении плотности нефтепродукта получены положительные результаты поверки по пунктам 10.1, 10.2, 10.3 и данные зависимости объема нефтепродукта от его уровня в системе, соответствуют градуировочной таблице резервуара.

б) при ручном вводе плотности нефтепродукта в систему получены положительные результаты поверки по пунктам 10.1, 10.2 и данные зависимости объема нефтепродукта от его уровня в системе, соответствуют градуировочной таблице резервуара.

В противном случае результаты поверки признаются отрицательными и дальнейшую поверку не проводят.

10.5. Система соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, и результаты поверки системы считаются положительными, если результаты поверки по разделам 7 – 10 положительные.

### 11. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1. Сведения о результатах поверки системы передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

11.2. Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

11.3. Оформляют свидетельство о поверке по установленной форме в соответствии с приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

11.4. По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку в случае отрицательных результатов поверки, выдают извещение о непригодности к применению средства измерений.

11.5. Пломбами с оттиском знака поверки и/или наклейками пломбируют уровнемеры, преобразователи температуры и давления, в соответствии с паспортом на систему.

Начальник отдела 208 ФГБУ «ВНИИМС»



Б.А. Иполитов

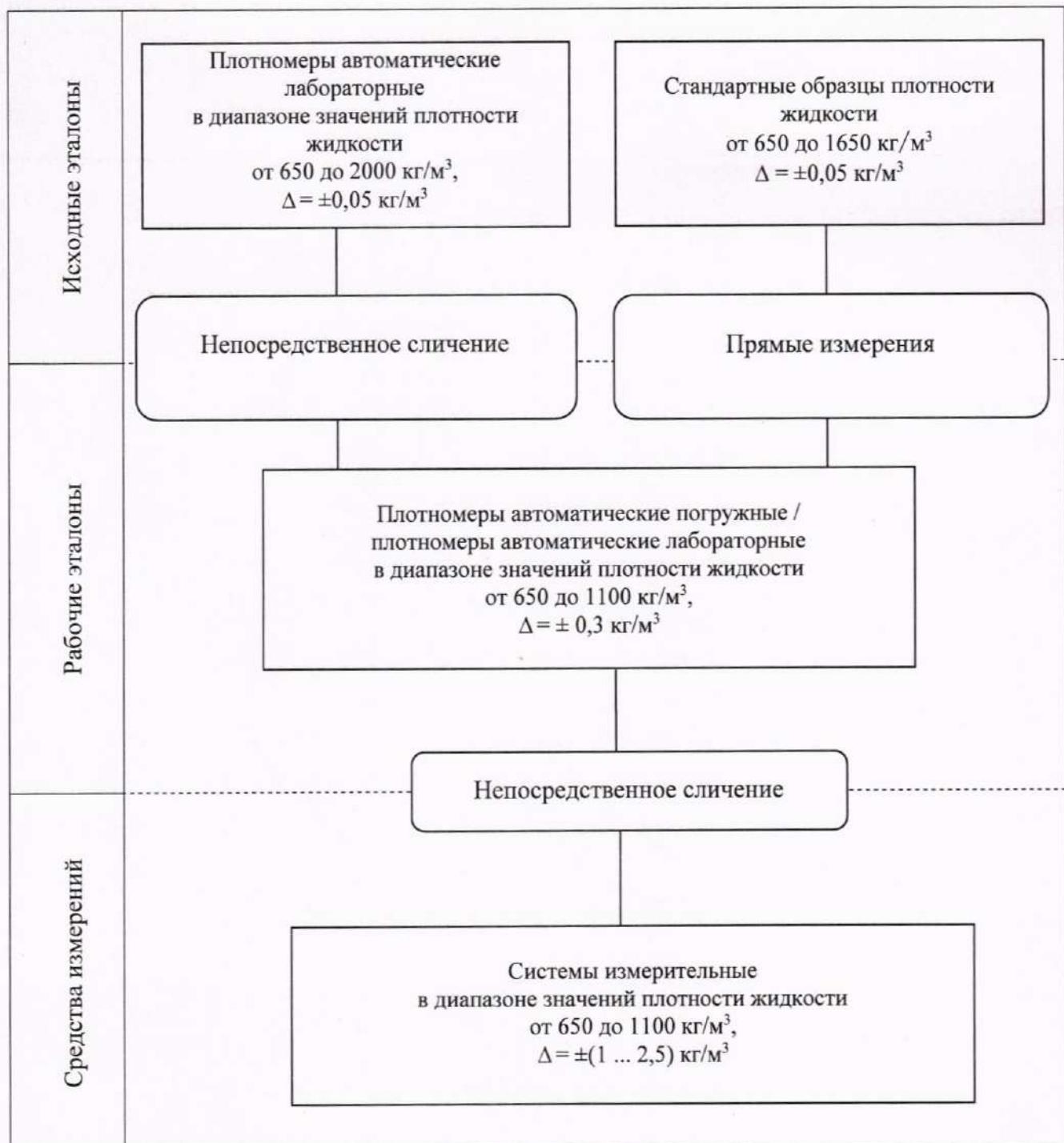
Начальник сектора 208 ФГБУ «ВНИИМС»



А.А. Дудыкин

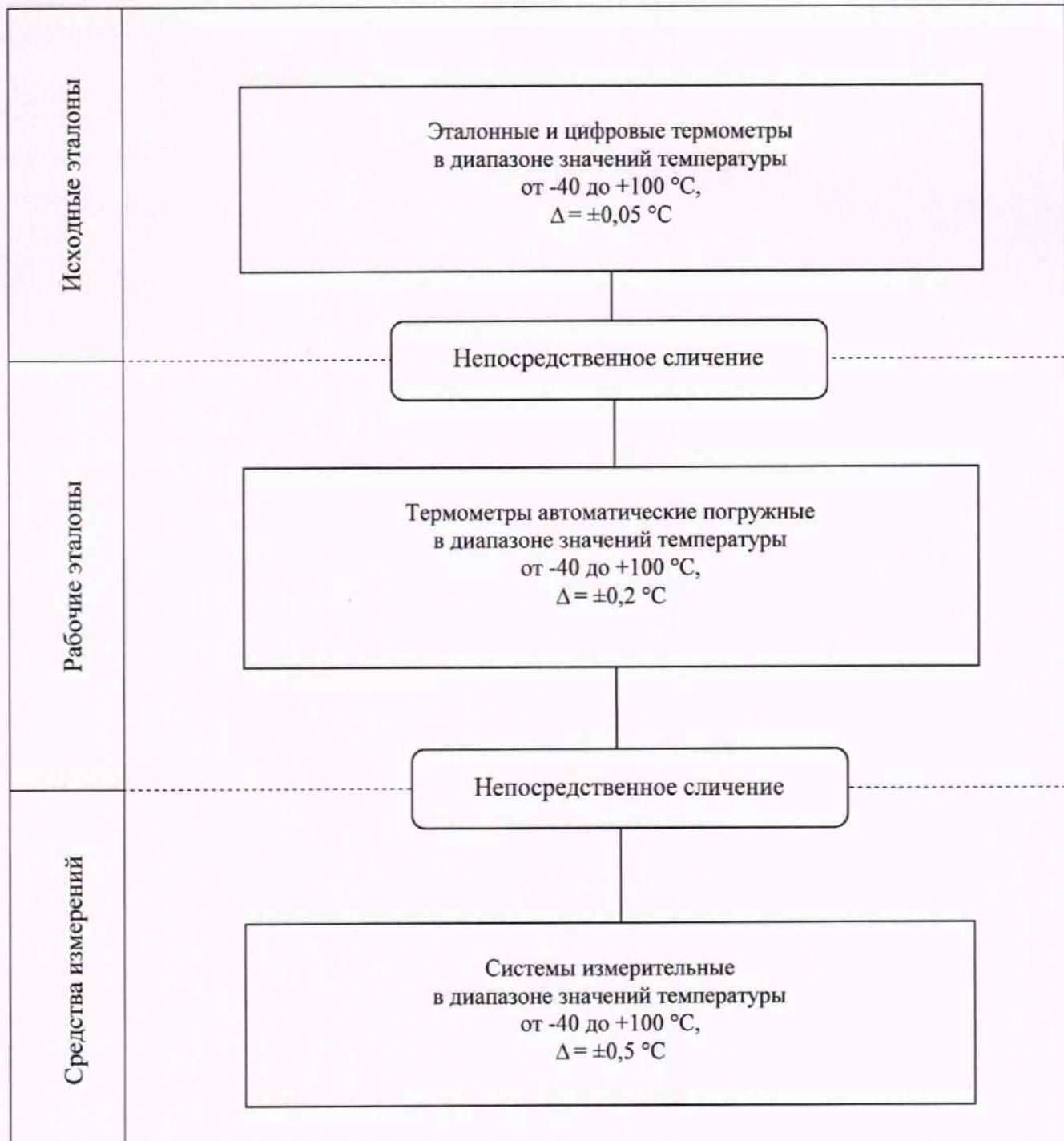
## ПРИЛОЖЕНИЕ А (рекомендуемое)

Пример локальной поверочной схемы для систем измерительных в диапазоне значений плотности жидкости от 650 до 1100 кг/м<sup>3</sup>



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б (рекомендуемое)

Пример локальной поверочной схемы для систем измерительных  
в диапазоне значений температуры от -40 до +100 °C



## ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное)

### Расчет поправки для рулетки

B.1. Расчет поправки для рулетки.

$$\Delta L_K = \Delta L_{K2} - \Delta L_{K1},$$

где

$\Delta L_{K1}$  – поправка к показаниям рулетки на уровне ( $L_1$ ), мм;

$\Delta L_{K2}$  – поправка к показаниям рулетки на уровне ( $L_2$ ), мм.

B.2. Расчет поправки для рулетки на уровне ( $L_1$ ).

Поправка к показаниям рулетки ( $\Delta L_{K1}$ ) на уровне ( $L_1$ ) рассчитывается по формуле

$$\Delta L_{K1} = \Delta L_{K1H} + \frac{\Delta L_{K1B} - \Delta L_{K1H}}{L_{K1B} - L_{K1H}} \cdot (L_1 - L_{K1H}),$$

где

$\Delta L_{K1H}$  – разность действительного и номинального значений уровня по протоколу поверки рулетки на уровне  $L_{K1H}$ , мм;

$\Delta L_{K1B}$  – разность действительного и номинального значений уровня по протоколу поверки рулетки на уровне  $L_{K1B}$ , мм;

$L_{K1H}$  – ближайший к уровню  $L_1$  наименьший уровень компарирования ленты рулетки по протоколу поверки рулетки, мм;

$L_{K1B}$  – ближайший к уровню  $L_1$  наибольший уровень компарирования ленты рулетки по протоколу поверки рулетки, мм.

B.3. Расчет поправки для рулетки на уровне ( $L_2$ ).

Поправка к показаниям рулетки ( $\Delta L_{K2}$ ) на уровне ( $L_2$ ) рассчитывается по формуле

$$\Delta L_{K2} = \Delta L_{K2H} + \frac{\Delta L_{K2B} - \Delta L_{K2H}}{L_{K2B} - L_{K2H}} \cdot (L_2 - L_{K2H}),$$

где

$\Delta L_{K2H}$  – разность действительного и номинального значений уровня по протоколу поверки рулетки на уровне  $L_{K2H}$ , мм;

$\Delta L_{K2B}$  – разность действительного и номинального значений уровня по протоколу поверки рулетки на уровне  $L_{K2B}$ , мм;

$L_{K2H}$  – ближайший к уровню  $L_2$  наименьший уровень компарирования ленты рулетки по протоколу поверки рулетки, мм;

$L_{K2B}$  – ближайший к уровню  $L_2$  наибольший уровень компарирования ленты рулетки по протоколу поверки рулетки, мм.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г (обязательное)

### Определение минимального уровня нефтепродукта

Г.1. Минимальный уровень нефтепродукта в резервуаре при определении погрешности системы при измерении плотности нефтепродукта при температуре окружающей среды от +14 до +32 °С определяют по таблице Г.1 в зависимости от плотности нефтепродукта и пределов погрешности при измерении гидростатического давления. В остальных случаях, минимальный уровень нефтепродукта в резервуаре должен соответствовать уровню нефтепродукта, при котором измеренное значение давления на нижнем датчике давления составляет 31,1 кПа. Определение уровня нефтепродукта проводят по пункту Г.5.

Таблица Г.1.

Пределы абсолютной погрешности измерения гидростатического давления $\Delta P$ , Па	Плотность нефтепродукта, кг/м <sup>3</sup>			
	650	750	850	950
	Минимальный уровень нефтепродукта, м			
50	$L_P + 2,2$	$L_P + 2,2$	$L_P + 2,3$	$L_P + 2,4$
75	$L_P + 3,2$	$L_P + 3,2$	$L_P + 3,3$	$L_P + 3,3$
100	$L_P + 4,2$	$L_P + 4,2$	$L_P + 4,3$	$L_P + 4,3$
125	$L_P + 5,2$	$L_P + 5,2$	$L_P + 5,3$	$L_P + 5,3$
150	$L_P + 6,2$	$L_P + 6,3$	$L_P + 6,3$	$L_P + 6,4$
175	$L_P + 7,2$	$L_P + 7,3$	$L_P + 7,3$	$L_P + 7,4$

$L_P$  – уровень установки преобразователя давления, м.

Примечания:

1. Для определения минимального уровня нефтепродукта при значениях пределов абсолютной погрешности измерения гидростатического давления  $\Delta P$  и плотности нефтепродукта не соответствующих значениям в таблице применяют линейную интерполяцию.

2. Допускается определять минимальный уровень нефтепродукта в резервуаре в соответствии с аттестованной методикой измерений.

Г.2. Пределы абсолютной погрешности измерений гидростатического давления рассчитывают по формулам

а) при измерении гидростатического давления одним преобразователем давления

$$\Delta P = \Delta P_1, \text{ Па} \quad (\Gamma.1)$$

б) при измерении гидростатического давления двумя преобразователями давления

$$\Delta P = \sqrt{(\Delta P_1)^2 + (\Delta P_2)^2}, \text{ Па} \quad (\Gamma.2)$$

где

$\Delta P_1$  – пределы абсолютной погрешности при измерении давления преобразователя давления нефтепродукта, Па;

$\Delta P_2$  – пределы абсолютной погрешности при измерении давления преобразователя давления паров над нефтепродуктом, Па.

Г.3. Пределы абсолютной погрешности для преобразователя давления рассчитывают по формуле

$$\Delta P_1 = \frac{P_1}{100} \cdot \sqrt{\delta P_{01}^2 + \left( \delta P_{T1} \cdot \frac{(T_{OKP} - T_0)}{10} \right)^2}, \text{ Па} \quad (\Gamma.3)$$

где

$P_1$  – давление, измеренное преобразователем давления нефтепродукта, Па;

$\delta P_{01}$  – пределы основной относительной погрешности преобразователя давления, %;

$\delta P_{T1}$  – пределы дополнительной относительной погрешности преобразователя давления от влияния температуры окружающей среды на каждые 10 °C, %;

$T_{OKP}$  – температура окружающей среды в месте расположения датчиков давления, °C;

$T_0$  – верхний или нижний предел диапазона температур окружающей среды при нормальных условиях (по описанию типа на датчик давления), °C.

Г.4. Пределы абсолютной погрешности для преобразователя давления паров над нефтепродуктом рассчитывают по формуле

$$\Delta P_2 = \frac{\langle P_{MAX2} - P_{MIN2} \rangle}{100} \cdot \sqrt{\gamma P_{02}^2 + \left( \gamma P_{T2} \cdot \frac{(T_{OKP} - T_0)}{10} \right)^2}, \text{ Па} \quad (\Gamma.4)$$

где

$P_{MAX2}$  и  $P_{MIN2}$  – верхний и нижний настроенные пределы измерений давления преобразователем давления паров над нефтепродуктом, Па;

$\gamma P_{02}$  – пределы основной приведенной к диапазону измерений погрешности преобразователя давления паров над нефтепродуктом, %;

$\gamma P_{T2}$  – пределы дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности преобразователя давления паров над нефтепродуктом от влияния температуры окружающей среды на каждые 10 °C, %;

$T_{OKP}$  – температура окружающей среды в месте расположения датчиков давления, °C;

$T_0$  – верхний или нижний предел диапазона температур окружающей среды при нормальных условиях (по описанию типа на датчик давления), °C.

Г.5. Определение уровня нефтепродукта

$$L = \frac{(P_1 - P_2)}{g \cdot \rho} + L_p, \text{ м} \quad (\Gamma.5)$$

где

$P_1$  – давление, измеренное преобразователем давления нефтепродукта, Па;

$P_2$  – давление, измеренное преобразователем давления паров над нефтепродуктом, Па (при наличии на резервуаре);

$L_p$  – уровень установки преобразователя давления нефтепродукта, м;

$\rho$  – плотность нефтепродукта в резервуаре, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.