

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
РАСХОДОМЕТРИИ – ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО
УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО –
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д. И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»



Заместитель директора филиала
А. С. Тайбинский
« 26 » апреля 2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Методика измерений косвенным методом статических измерений с применением системы
измерений массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-3М

Начальник отдела НИО-7

 А. В. Кондаков

Тел. (843) 272-54-55; 272-62-75

РАЗРАБОТАНА ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»

ИСПОЛНИТЕЛИ: И. О. Гаранин

УТВЕРЖДЕНА ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»

АТТЕСТОВАНА ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»

Свидетельство об аттестации

методики (метода) измерений № 01.00257-2013/4007-22 от 26.04.2022 г.

ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ФГБУ «ВНИИМС»

Регистрационный номер
в Федеральном информационном
фонде по обеспечению единства
измерений

ФР.1.29.2022.43481

ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

СОДЕРЖАНИЕ

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины и определения	2
4 Средства измерений и вспомогательные средства	2
5 Требования к погрешности измерений	3
6 Требования к квалификации операторов	4
7 Требования безопасности, охраны окружающей среды	4
8 Метод измерений	5
9 Условия измерений	6
10 Подготовка к выполнению измерений.....	6
11 Порядок выполнения измерений	6
11.1 Измерение уровня нефтепродукта	6
11.2 Измерение уровня подтоварной воды	7
11.3 Измерение плотности и температуры нефтепродукта в резервуаре.....	7
12 Обработка результатов измерений	7
12.1 Вычисление уровня нефтепродукта в резервуаре	7
12.2 Вычисление объема нефтепродукта в резервуаре	8
12.3 Вычисление массы нефтепродукта	8
12.4 Оценка пределов относительной погрешности измерений массы нефтепродукта в резервуаре	8
13 Оформление результатов измерений.....	10
14 Контроль погрешности результатов измерений	10
Приложение А (справочное)	11
Приложение Б (справочное)	12
Приложение В (справочное).....	14
Приложение Г (справочное)	17
Библиография.....	18

МАССА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Методика измерений косвенным методом статических измерений с применением системы измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-3М

Дата введения _____

1 Область применения

1.1 Настоящий нормативный документ (далее – методика измерений) устанавливает методику измерений массы нефтепродуктов, с кинематической вязкостью не более 200 сСт, косвенным методом статических измерений в резервуарах стальных, номинальной вместимостью от 8 до 200 м³ с применением системы измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-3М».

1.2 Настоящая методика измерений разработана с учетом требований ГОСТ Р 8.563, ГОСТ 8.587, Постановления [1].

2 Нормативные ссылки

2.1 В настоящей методике измерений использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.346—2000	ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки
ГОСТ 8.570—2000	ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки
ГОСТ 8.587—2019	ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений
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 12.1.007—76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 30852.0—2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования

ГОСТ 31610.20-1—2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017)	Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные
ГОСТ Р 8.563—2009	ГСИ. Методики (методы) измерений

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящей методикой измерений целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящей методикой измерения следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяют в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящей методике измерений применяют следующие термины с соответствующими определениями.

3.1 градуировочная таблица резервуара: Зависимость вместимости резервуара от уровня наполнения резервуара при нормированном значении температуры.

П р и м е ч а н и я

- 1 Таблицу прилагают к свидетельству о поверке резервуара и применяют для определения объема нефтепродукта в резервуаре.
- 2 Данные градуировочной таблицы соответствуют температуре, равной плюс 20 °С – по ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570.

3.2 косвенный метод статических измерений массы нефтепродуктов, основанный на гидростатическом принципе: Метод, при котором значение массы нефтепродукта определяют по результатам измерений гидростатического давления столба и плотности нефтепродукта в резервуаре.

3.3 методика измерений (МИ) массы нефтепродукта: Совокупность операций и правил, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений массы нефтепродукта с установленной погрешностью [2].

3.4 температура измерения объема: Температура нефтепродукта на момент измерения гидростатического давления столба нефтепродукта в резервуаре и плотности в резервуаре.

4 Средства измерений и вспомогательные средства

При выполнении измерений применяют следующие средства измерений и оборудование.

4.1 Резервуары стальные, номинальной вместимостью от 8 до 200 м³ с относительной погрешностью определения вместимости не более $\pm 0,25$ %.

4.2 Систему измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-3М [3] (далее – система СИМОН-3М) в составе.

4.2.1 Блока датчиков в составе.

4.2.1.1 Датчика гидростатического давления КОРУНД ДИГ 001MRS (гидростатический уровнемер) с диапазоном измерений уровня нефтепродукта от 0 до 5000 мм. вод. ст.

4.2.1.2 Плотномера ПЛОТ-3Б-2 с диапазоном измерений плотности по каналу измерений плотности от 630 до 1010 кг/м³, с пределами допускаемой погрешности плотности: $\pm 0,5$ кг/м³ – при температуре от минус 40 °С до минус 20 °С; ± 1 кг/м³ – при температуре от минус 20 °С до плюс 50 °С, с диапазоном измерений температуры по каналу измерений температуры от минус 40 °С до плюс 50 °С, с пределами допускаемой погрешности $\pm 0,2$ °С.

4.2.1.3 Датчика подтоварной воды ДВ-2 с диапазоном измерений от 15 до 45 мм, с пределами допускаемой погрешности ± 2 мм.

4.3 Контроллера.

4.4 Панельного компьютера (установлен в шкафу управления).

4.5 Шкафа управления.

5 Требования к погрешности измерений

5.1 Пределы допускаемой погрешности измерений параметров нефтепродуктов приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование измеряемого параметра	Пределы допускаемой погрешности измерений параметра
Вместимость (градуировочная таблица) резервуаров, %	1) $\pm 0,25$ – при объемном методе поверки; 2) приведены в градуировочной таблице на уровне наполнения – при геометрическом методе поверки
Уровень подтоварной воды, мм	± 2
Уровень нефтепродукта в диапазоне измерений: от 150 до 5000 мм	± 1
Температура нефтепродукта в резервуаре, °С	$\pm 0,2$
Плотность нефтепродукта, кг/м ³ , в диапазоне измерений при температуре: от – 40 °С до – 20 °С от – 20 °С до + 50 °С	± 1 $\pm 0,5$ (1)*
* При вязкости нефтепродукта более 100 сСт	

5.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта в диапазоне от 0,7 до 200 т, в соответствии с [1] по настоящей методике измерений не превышают значений $\pm 0,65$ %.

6 Требования к квалификации операторов

6.1 К выполнению измерений допускают лиц, достигших 18 лет, прошедших медицинский осмотр, инструктаж по безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004, изучивших настоящую методику измерений и имеющих квалификацию (или работающих под контролем), в соответствии с ПС 19.025 [4], товарного оператора не ниже 4-го разряда.

6.2 Операторы, эксплуатирующие оборудование, должны знать технологическую схему, назначение всех приборов и устройств, задвижек и вентилей, и уметь быстро и безошибочно выполнять необходимые переключения.

7 Требования безопасности, охраны окружающей среды

7.1 При выполнении измерений соблюдают требования следующих нормативных документов:

в области охраны труда и промышленной безопасности:

– Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ;

– Постановления Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности» [5];

«Правил промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов» [6];

в области пожарной безопасности:

– Федерального закона Российской Федерации «О пожарной безопасности» № 69-ФЗ от 21.12.1994 г.;

– «Правил противопожарного режима в Российской Федерации» [7];

в области охраны окружающей среды:

– Федерального закона «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ и других действующих законодательных актов на территории Российской Федерации;

– Федерального закона «Об охране атмосферного воздуха» от 4.05.1999 г. № 96-ФЗ и других действующих законодательных актов на территории РФ;

в области соблюдения безопасности эксплуатации электроустановок:

– «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [8].

7.2 Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допускаемых концентраций, установленных в ГОСТ 12.1.005.

7.3 Электрооборудование (средства измерений и технические средства), применяемое при выполнении измерений, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении, соответствующему классу взрывоопасной зоны по ГОСТ 30852.9 места применения, отвечать требованиям ГОСТ 31610.20-1, ГОСТ 30852.0 или иметь сертификат соответствия техническому регламенту Таможенного Союза или заключение экспертизы промышленной безопасности.

7.4 Площадка около резервуара должна содержаться в чистоте, без следов нефтепродукта и оборудована первичными средствами пожаротушения.

8 Метод измерений

Измерения массы нефтепродукта, находящегося в резервуаре, проводят косвенным методом статических измерений с применением системы СИМОН-3М в следующей последовательности.

8.1 Уровень нефтепродукта (жидкости – при наличии подтоварной воды) в резервуаре определяют по результатам измерений гидростатического давления столба нефтепродукта с применением датчика гидростатического давления КОРУНД ДИГ 001MRS (см. 4.2.1.1) и плотности плотномером ПЛОТ-3Б-2 (см. 4.2.1.2).

8.2 Уровень подтоварной воды в резервуаре определяют по результатам измерений уровня с применением датчика подтоварной воды ДВ-2 (см. 4.2.1.3).

8.3 Объем нефтепродукта (жидкости) и подтоварной воды в резервуаре определяют по градуировочной таблице на резервуар, используя результаты измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды по 8.1, 8.2 соответственно.

8.4. Объем нефтепродукта (при наличии подтоварной воды) вычисляют как разность объема жидкости и объема подтоварной воды.

8.5 Объем нефтепродукта, определенный по 8.3 или 8.4, приводят к температуре, при которой измерен её уровень в резервуаре.

8.6 Плотность нефтепродукта измеряют с применением плотномера ПЛОТ-3Б-2 (см. 4.2.1.2) непосредственно в резервуаре.

8.7 Массу нефтепродукта вычисляют как произведение объема нефтепродукта (см. 8.5) и плотности нефтепродукта (см. 8.6).

8.8 При проведении учетной операции между поставщиком и потребителем массу отпускаемого или принимаемого нефтепродукта определяют:

- по результатам измерений массы m_i до проведения учетной операции (перед приемом или отпуском);
- по результатам измерений массы m_{i+1} после проведения учетной операции (после приема или отпуска).

8.9 До проведения учетной операции измеряют:

- уровень нефтепродукта H_i ;
- плотность нефтепродукта ρ_i ;
- температуру нефтепродукта в резервуаре $T_{v,i}$.

8.10 После проведения учетной операции измеряют:

- уровень нефтепродукта H_{i+1} ;
- плотность нефтепродукта ρ_{i+1} ;
- температуру нефтепродукта в резервуаре $T_{v,i+1}$.

П р и м е ч а н и е – Далее по тексту методики измерений обозначение параметров измерений с индексом « i » соответствует значению параметра «до проведения учетной операции», с индексом « $i+1$ » соответствует значению параметра «после проведения учетной операции».

9 Условия измерений

9.1 При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

- температура окружающего воздуха:.....от минус 40 °С до плюс 50 °С;
- измеряемая среда:.....нефтепродукты;
- температура измеряемой среды:.....от минус 40 °С до плюс 50 °С;
- плотность нефтепродуктов (20 °С)от 630,0 до 1010,0 кг/м³;
- диапазон измерения уровня нефтепродукта.....от 150 до 5000 мм;
- диапазон измерения подтоварной воды.....от 15 до 45 мм.

9.2 Кинематическая вязкость нефтепродуктов, не более.....200 сСт.

9.3 Состояние нефтепродукта.....жидкое.

10 Подготовка к выполнению измерений

10.1 При подготовке к выполнению измерений проверяют:

- исправность технологической обвязки и запорной арматуры резервуара и трубопроводов, отсутствие утечек и механических повреждений, целостность пломб (при наличии);
- заземление резервуара и шкафа управления.

10.2 При выпуске из производства каждый канал системы (уровня, температуры, плотности) калибруется и по результатам калибровки в панельный компьютер шкафа управления записываются необходимые коэффициенты и константы.

После проведения всех подключений в эксплуатации необходимо произвести запись:

- градуировочной таблицы резервуара;
- значение ускорения свободного падения, принимаемого значению для места установки системы СИМОН-3М, м/с².
- значение поправки **Н_{уст}, мм**, на высоту установки блока датчиков в резервуаре определяется после проведения калибровки системы на месте эксплуатации;
- сорт нефтепродукта;
- значение уровня **Н_{0.95 max}, мм**, контролируемой среды, при превышении которого должна выдаваться команда аварийного выключения насоса;
- значение уровня **Н_{0.9 max}, мм**, контролируемой среды, при превышении которого должна включаться звуковая сигнализация.

11 Порядок выполнения измерений

11.1 Измерение уровня нефтепродукта

11.1.1 Уровень нефтепродукта (жидкости – при наличии подтоварной воды) в резервуаре **Н^ж**, мм, определяют по результатам измерений гидростатического давления столба нефтепродукта датчиком гидростатического давления (см. 4.2.1.1) и плотности

плотномером ПЛОТ-3Б-2 (см. 4.2.1.2). Результаты измерений в виде цифрового сигнала поступают в контроллер КИ по интерфейсу RS-485 и протоколу обмена MODBUS RTU и отображаются в интерфейсе специализированного встроенного программного обеспечения (далее – ПО), установленным на панельном компьютере.

11.2 Измерение уровня подтоварной воды

11.1.2 Уровень подтоварной воды H^B , мм, измеряют датчиком подтоварной воды (см. 4.2.1.3). Результаты измерений в виде цифрового сигнала поступают в контроллер КИ по интерфейсу RS-485 и протоколу обмена MODBUS RTU и отображаются в интерфейсе ПО, установленным на панельном компьютере.

11.3 Измерение плотности и температуры нефтепродукта в резервуаре

11.3.1 Плотность нефтепродукта в резервуаре ρ_v , кг/м³, измеряют по каналу измерения плотности плотномера (см. 4.2.1.2).

11.3.2 Температуру нефтепродукта в резервуаре T_v , °C, измеряют по каналу измерения температуры плотномера.

11.3.3 Результаты измерений плотности и температуры контролируемой среды в резервуаре поступают в контроллер КИ по интерфейсу RS-485 и протоколу обмена MODBUS RTU и отображаются в интерфейсе ПО, установленным на панельном компьютере.

12 Обработка результатов измерений

Обработка результатов измерений проводится на панельном компьютере с применением специализированного встроенного программного обеспечения (далее – ПО), входящим в комплект поставки системы. Вычисленные значения по 12.2, 12.3 округляются до третьего знака после запятой.

12.1 Вычисление уровня нефтепродукта в резервуаре

Уровень нефтепродукта H^* , мм, (жидкости – при наличии подтоварной воды) в резервуаре вычисляется по формуле

$$H^* = \frac{P^* \cdot K_{\text{дд}} \cdot 10^5}{\rho_v \cdot g} + H_{\text{уст}}, \quad (1)$$

где P^* – значение гидростатического давления столба жидкости, мбар;

$K_{\text{дд}}$ – коэффициент коррекции (угла наклона) характеристики датчика;

ρ_v – значение плотности нефтепродукта, измеренное плотномером, кг/м³;

g – значение ускорение свободного падения, принимаемого равным для места установки системы СИМОН-3М, м/с²;

$H_{\text{уст}}$ – поправка на высоту установки датчиков давления в блоке датчиков, мм.

12.2 Вычисление объема нефтепродукта в резервуаре

Объем нефтепродукта в резервуаре, приведенный к температуре измерения уровня, $V(t)$, м³, в соответствии с ГОСТ 8.587 вычисляется по формуле

$$V(t) = (V_0^* - V_0^B) \cdot [1 + 2\alpha_{\text{ст}} \cdot (T_{\text{ст}} - 20)], \quad (2)$$

где V_0^* – объем нефтепродукта (жидкости – при наличии подтоварной воды), определенный по градуировочной таблице резервуара по результатам вычисления уровня по формуле (1), м³;

V_0^B – объем подтоварной воды, определенный по градуировочной таблице резервуара по результатам измерения уровня подтоварной воды по 11.2, м³;

$\alpha_{\text{ст}}$ – коэффициент линейного расширения стенки резервуара, принимаемый равным: $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$;

$T_{\text{ст}}$ – температура стенки резервуара, принимаемая равной T_v , измеренной по 11.3.2, $^\circ\text{C}$.

12.3 Вычисление массы нефтепродукта

12.3.1 Масса нефтепродукта m' , т, находящаяся в резервуаре вычисляется по формуле

$$m = V(t) \cdot \rho_v \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

где $V(t)$ – объем нефтепродукта, вычисляемый по формуле (2), м³;

ρ_v – плотность нефтепродукта, измеренная по 11.3.1, кг/м³.

12.3.2 Масса нефтепродукта M , т, при проведении учетной операции (прием, отпуск) вычисляется по формуле

$$M = |m_i - m_{i+1}|, \quad (4)$$

где m_i , m_{i+1} – массы нефтепродукта в резервуаре до и после проведения учетной операции, вычисляемые по формуле (3), т.

12.4 Оценка пределов относительной погрешности измерений массы нефтепродукта в резервуаре

12.4.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, находящегося в резервуаре при снятии остатков (инвентаризации) δm , %, в соответствии с ГОСТ 8.587 вычисляют по формуле

$$\delta m = \pm 1,1 \sqrt{(\delta K)^2 + (K_{\text{ф}}^* \cdot \delta H^*)^2 + (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2) + (\beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2) + \delta N^2}, \quad (5)$$

где δK – относительная погрешность определения вместимости на уровне H^* , приведенная в градуировочной таблице, %;

$K_{\text{ф}}^*$ – коэффициент формы резервуара на уровне H^* ;

$\delta H^{\text{ж}}$ – пределы относительной погрешности измерения уровня жидкости, %, вычисляемые по формуле

$$\delta H^{\text{ж}} = \frac{\Delta H^{\text{ж}}}{H^{\text{ж}}} \cdot 100 ; \quad (6)$$

где $V_0^{\text{ж}}$ – объем жидкости, определенный по градуировочной таблице резервуара по результатам вычисления уровня по формуле (1), м³;

β – коэффициент объемного расширения нефтепродукта, значения которого приведены в приложении Г, 1/°С;

ΔT_v – абсолютная погрешность измерений температуры нефтепродукта в резервуаре, принимаемая по таблице 1, °С;

$\delta \rho$ – пределы относительной погрешности измерений плотности нефтепродукта в резервуаре, %, вычисляемые по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_v} \cdot 100 ; \quad (7)$$

$\Delta \rho$ – пределы абсолютной погрешности измерений плотности, принимаемые по таблице 1, кг/м³;

δN – пределы относительной погрешности устройства обработки информации, принимаемые равными $\pm 0,05$ %.

Коэффициент формы резервуара $K_{\text{ф}}^{\text{ж}}$ вычисляют по формуле

$$K_{\text{ф}}^{\text{ж}} = \frac{\Delta V_0^{\text{ж}} \cdot H^{\text{ж}}}{V_0^{\text{ж}}} ; \quad (8)$$

где $\Delta V_0^{\text{ж}}$ – коэффициент вместимости, приходящийся на 1 мм уровня наполнения, указанный в градуировочной таблице резервуара, м³/мм.

12.4.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта при проведении учетной операции (прием, отпуск) δM , %, в соответствии с ГОСТ 8.587 вычисляют по формуле

$$\delta M = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{m_i}{m}\right)^2 \cdot (A_i^2 + B_i^2) + \left(\frac{m_{i+1}}{m}\right)^2 \cdot (A_{i+1}^2 + B_{i+1}^2) + \delta N^2}, \quad (9)$$

где m_i , m_{i+1} – массы до и после проведения учетной операции, вычисляемые по формулам (3), (4) соответственно, т;

$$A_i = \sqrt{\delta K_i^2 + (K_{\text{ф},i}^{\text{ж}} \cdot \delta H_i^{\text{ж}})^2 + \delta \rho_i^2} ; \quad (10)$$

$$B_i = B_{i+1} = \sqrt{2 \cdot (\beta \cdot 10^2 \cdot \Delta T_v)^2} ; \quad (11)$$

$$A_{i+1} = \sqrt{\delta K_{i+1}^2 + \left(K_{\Phi,i+1}^* \cdot \delta H_{i+1}^*\right)^2 + \delta \rho_{i+1}^2}; \quad (12)$$

где $\delta K_i, \delta K_{i+1}$ – относительные погрешности определения вместимости на уровнях H_i^*, H_{i+1}^* , приведенные в градуировочной таблице резервуара, %;

$K_{\Phi,i}^*, K_{\Phi,i+1}^*$ – коэффициенты формы резервуара на уровнях H_i^*, H_{i+1}^* , вычисляемые по формулам (8);

$\delta H_i^*, \delta H_{i+1}^*$ – пределы относительной погрешности измерений уровня жидкости, вычисляемые по формуле (6), %;

β – коэффициент объемного расширения нефтепродукта, значения которого приведены в приложении Г, $1/^\circ\text{C}$;

ΔT_v – пределы абсолютной погрешности измерений температуры нефтепродукта в резервуаре, принимаемая по таблице 1, $^\circ\text{C}$;

$\delta \rho$ – пределы относительной погрешности измерений плотности нефтепродукта в резервуаре, вычисляемые по формуле (7), %;

δN – пределы относительной погрешности устройства обработки информации, принимаемые равными $\pm 0,05$ %.

12.4.3 Пример расчета массы бензина марки А-95 при инвентаризации в резервуаре РГС-8 и оценка пределов относительной погрешности её измерений приведен в приложении Б.

12.4.4 Пример расчета массы дизельного топлива ДТ-А-КЗ при приеме в резервуар РГС-100 и оценка пределов относительной погрешности её измерений приведен в приложении В.

13 Оформление результатов измерений

13.1 Результаты измерений автоматически поступают в контроллер КИ по интерфейсу RS-485 и протоколу обмена MODBUS RTU и отображаются в интерфейсе ПО, установленном на панельном компьютере.

13.2 Результаты обработки результатов измерений отображаются в интерфейсе ПО. Скрин-шот интерфейса приведен в приложении А.

14 Контроль погрешности результатов измерений

14.1 Проводят контроль погрешности измерения уровня нефтепродукта с применением измерительной рулетки 2-го класса точности.

14.2 Контроль проводят периодичностью не более 3 месяцев.

Приложение А (справочное)

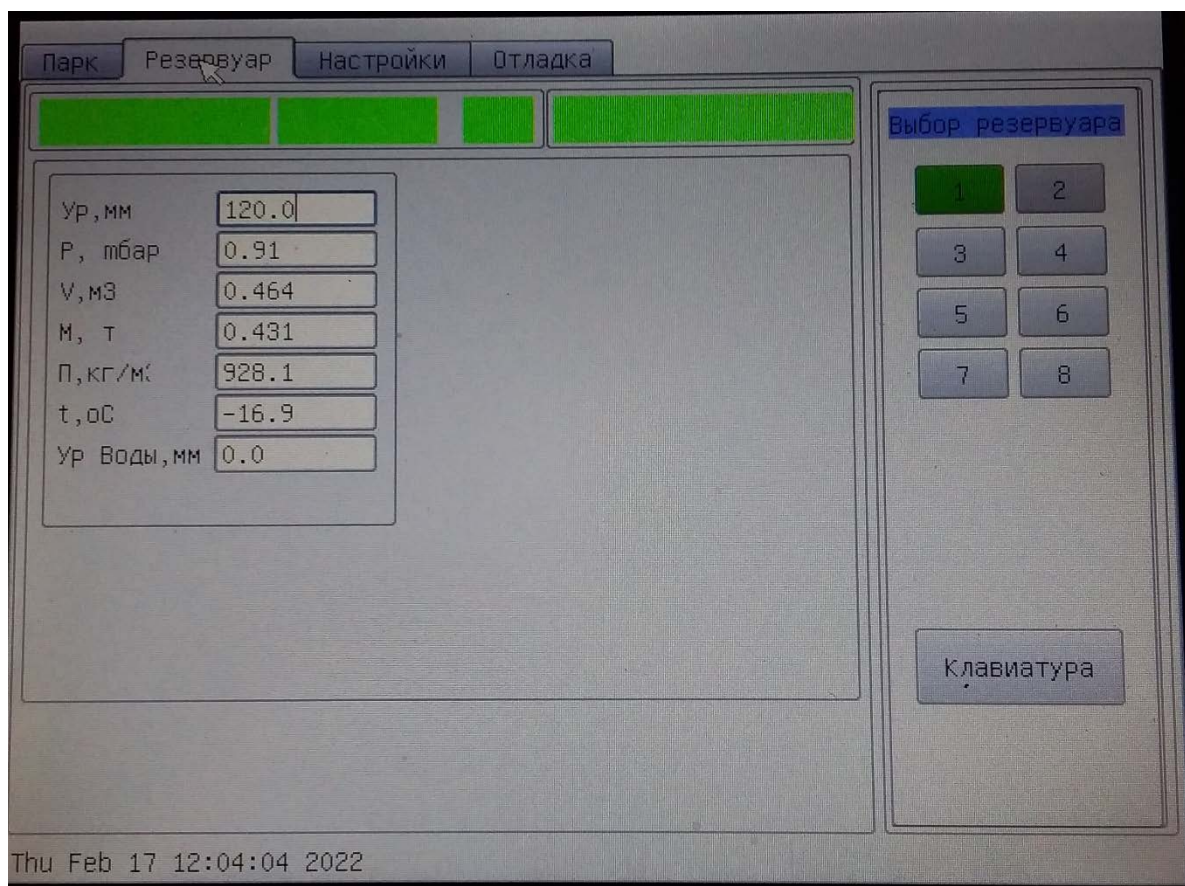


Рисунок А.1 – Вид интерфейса ПО

Приложение Б (справочное)

Пример расчета массы бензина марки А-95 при инвентаризации в резервуаре
РГС-8 и оценка пределов относительной погрешности её измерений

Б.1 Вычисление массы бензина находящегося в резервуаре

Б.1.1 Исходные данные¹⁾:

- значение уровня бензина, измеренного уровнемером H равно: 330 мм (33,0 см);
- значение температуры бензина в резервуаре T_v , равно: минус 32 °С;
- значение плотности бензина ρ_v , измеренного плотномером, равно: 746,5 кг/м³;
- значение объема бензина, определенное по градуировочной таблице на уровне 33,0 см, $(V_0) = 0,988 \text{ м}^3$;
- значение уровня подтоварной воды, равно 0.

Б.1.2 Значение объема бензина $V(t)$, приведенного к температуре, при которой измерен уровень нефтепродукта в резервуаре в соответствии с формулой (2) равно:

$$\begin{aligned} V(t) &= V_0 \cdot \{1 + 2\alpha_{\text{ст}} \cdot [(T_{\text{ст}}) - 20]\} = \\ &= 0,988 \cdot \{1 + (2 \cdot 12,5 \cdot 10^{-6}) \cdot [-32 - 20]\} = 0,987 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

Б.1.3 Значение массы бензина нефтепродукта m , т, в соответствии с формулой (3) равно:

$$m = V(t) \cdot \rho_v \cdot 10^{-3} = 0,987 \cdot 746,5 \cdot 10^{-3} = 0,737 \text{ т.}$$

Б.2 Оценка пределов относительной погрешности измерений массы бензина

Пределы относительной погрешности измерений массы бензина вычисляют по формуле (5)

$$\delta m = \pm 1,1 \sqrt{(\delta K)^2 + (K_{\Phi}^* \cdot \delta H^*)^2 + (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2) + (\beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2) + \delta N^2}.$$

Б.2.1 Исходные данные:

- значение относительной погрешности определения вместимости резервуара на уровне наполнения δK равно: $\pm 0,33 \%$;
- значение уровня бензина H равно: 330 мм;
- значение абсолютной погрешности измерений уровня $\Delta H = \pm 1 \text{ мм}$;
- значение абсолютной погрешности измерений плотности $\Delta \rho = \pm 1 \text{ кг/м}^3$;
- значение абсолютной погрешности температуры $\Delta T_v = \pm 0,2 \text{ °С}$;

¹⁾ Приняты в качестве «наихудших» параметров

– значения абсолютных погрешностей измерений температуры нефтепродукта в лаборатории равны: $\Delta T_v = \pm 0,2 \text{ } ^\circ\text{C}$;

– значение коэффициента объемного расширения бензина, определенное по таблице Г.1 приложения Г, равно: $0,00116 \text{ } 1/^\circ\text{C}$;

– пределы относительной погрешности устройства обработки информации δN приняты равными: $\pm 0,05 \text{ } \%$.

Б.2.2 Значения параметров равны:

$$\delta H = \frac{\Delta H}{H} \cdot 100 = \frac{1}{330} \cdot 100 = 0,30 \text{ } \%;$$

$$K_\Phi = \frac{\Delta V_0}{V_0} \cdot H = \frac{0,0044}{0,988} \cdot 330 = 1,470;$$

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_v} \cdot 100 = \frac{1}{746,5} \cdot 100 = 0,13 \text{ } \%.$$

Б.2.3 Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефтепродукта в соответствии с формулой (5) равны:

$$\begin{aligned} \delta m &= \pm 1,1 \sqrt{(\delta K)^2 + (K_\Phi^* \cdot \delta H^*)^2 + (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2) + (\beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2) + \delta N^2} = \\ &= \pm 1,1 \sqrt{0,33^2 + (1,470 \cdot 0,30)^2 + (0,13^2 + 0,00116^2 \cdot 10^4 \cdot 0,2^2) + (0,00116^2 \cdot 10^4 \cdot 0,2^2) + 0,05^2} = \\ &= \pm 0,63 \text{ } \%. \end{aligned}$$

Б.2.4 Значения пределов относительной погрешности измерения массы бензина не превышают значений, указанных в 5.2 настоящей методики измерений.

Приложение В (справочное)

Пример расчета массы дизельного топлива ДТ-А-КЗ при приеме в резервуар РГС-100 и оценка пределов относительной погрешности её измерений

В.1 Вычисление массы дизельного топлива, до приема (остаток)

В.1.1 Исходные данные:

- значение уровня дизельного топлива (далее – топливо) $H_i^* = 700$ мм (70,0 см);
- значение температуры топлива в резервуаре $T_{v,i} = + 15,2$ °C;
- значение плотности топлива, измеренное плотномером $\rho_{v,i} = 826,5$ кг/м³;
- значение объема топлива, определенного по градуировочной таблице на уровне 70,0 см, $(V_0^*)_i = 16,482$ м³;
- значение коэффициента вместимости на уровне 70,0 см $\Delta V_i^* = 0,033$ м³/мм;
- значение погрешности вместимости на уровне 70,0 см $\delta K_i = 0,20$ %;
- значение уровня подтоварной воды $H_i^B = 40$ мм (4,0 см);
- значение объема подтоварной воды, определенного по градуировочной таблице на уровне 4,0 см, $(V_0^B)_i = 0,404$ м³;
- значение коэффициента вместимости на уровне 4,0 см $\Delta V_i^B = 0,011$ м³/мм;

В.1.2 Значение объема топлива $V(t)_i$, приведенного к температуре, при которой измерен уровень топлива в резервуаре в соответствии с формулой (2) равно:

$$\begin{aligned} V(t)_i &= \left[(V_0^*)_i - (V_0^B)_i \right] \cdot \left[1 + 2\alpha_{ст} \cdot (T_{ст,i} - 20) \right] = \\ &= [16,482 - 0,404] \cdot [1 + 2 \cdot 0,0000125 \cdot (15,2 - 20)] = 16,076 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

В.1.3 Значение массы топлива m_i , т, в соответствии с формулой (3) равно:

$$m_i = V(t)_i \cdot \rho_{v,i} \cdot 10^{-3} = 16,076 \cdot 826,5 \cdot 10^{-3} = 13,287 \text{ т}.$$

В.2 Вычисление массы топлива после приема в резервуар

В.2.1 Исходные данные:

- значение уровня топлива $H_{i+1}^* = 2210$ мм (221,0 см);
- значение температуры топлива в резервуаре $T_{v,i+1} = + 22,2$ °C;
- значение плотности топлива, измеренное плотномером $\rho_{v,i+1} = 824,5$ кг/м³;
- значение объема топлива, определенного по градуировочной таблице на уровне 221,0 см, $(V_0^*)_{i+1} = 74,206$ м³;

- значение коэффициента вместимости на уровне 221,0 см $\Delta V_{i+1}^{\text{ж}} = 0,037 \text{ м}^3/\text{мм}$;
- значение погрешности вместимости на уровне 221,0 см $\delta K_{i+1} = 0,12 \%$;
- значение уровня подтоварной воды $H_{i+1}^{\text{в}} = 40 \text{ мм}$ (4,0 см);
- значение объема подтоварной воды, определенного по градуировочной таблице на уровне 4,0 см, $(V_0^{\text{в}})_{i+1} = 0,404 \text{ м}^3$;
- значение коэффициента вместимости на уровне 4,0 см $\Delta V_{i+1}^{\text{в}} = 0,011 \text{ м}^3/\text{мм}$;

В.2.2 Значение объема топлива $V(t)_{i+1}$, приведенного к температуре, при которой измерен уровень топлива в резервуаре в соответствии с формулой (2) равно:

$$\begin{aligned} V(t)_{i+1} &= \left[(V_0^{\text{ж}})_{i+1} - (V_0^{\text{в}})_{i+1} \right] \cdot \left[1 + 2\alpha_{\text{ст}} \cdot (T_{\text{ст},i+1} - 20) \right] = \\ &= [74,206 - 0,404] \cdot [1 + 2 \cdot 0,0000125 \cdot (22,2 - 20)] = 73,806 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

В.2.3 Значение массы топлива m_{i+1} , т, в соответствии с формулой (3) равно:

$$m_{i+1} = V(t)_{i+1} \cdot \rho_{\text{в},i+1} \cdot 10^{-3} = 73,806 \cdot 824,5 \cdot 10^{-3} = 60,853 \text{ т}.$$

В.2.4 Значение массы топлива m , т, принятой в резервуар в соответствии с формулой (4) равно:

$$M = |m_i - m_{i+1}| = |13,287 - 60,853| = 47,566 \text{ т}.$$

В.3 Оценка пределов относительной погрешности измерений массы топлива, принятого в резервуар

Пределы относительной погрешности измерений массы топлива, принятого в резервуар вычисляют по формуле (9):

$$\delta M = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{m_i}{m} \right)^2 \cdot (A_i^2 + B_i^2) + \left(\frac{m_{i+1}}{m} \right)^2 \cdot (A_{i+1}^2 + B_{i+1}^2) + (\delta N)^2},$$

В.3.1 Исходные данные:

- значение относительной погрешности определения вместимости резервуара $\delta K_i = \pm 0,20 \%$;
- значения абсолютных погрешностей измерений плотностей нефтепродукта $\Delta \rho = \pm 0,5 \text{ кг/м}^3$;
- значения абсолютных погрешностей температуры нефтепродукта в резервуаре равны: $\Delta T_{\text{в},i} = \Delta T_{\text{в},i+1} = \pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$;
- пределы относительной погрешности устройства обработки информации δN приняты равными: $\pm 0,05 \%$.

В.3.2 Значения параметров равны:

$$\begin{aligned}\delta H_i^* &= \frac{\Delta H_i^*}{H_i^*} \cdot 100 = \frac{1}{700} \cdot 100 = 0,14 \% ; & \delta H_{i+1}^* &= \frac{\Delta H_{i+1}^*}{H_{i+1}^*} \cdot 100 = \frac{1}{2210} \cdot 100 = 0,05 \% ; \\ \delta \rho_i &= \frac{\Delta \rho}{\rho_{v,i}} \cdot 100 = \frac{0,5}{862,5} \cdot 100 = 0,06 \% ; & \delta \rho_{i+1} &= \frac{\Delta \rho_{i+1}}{(\rho_{изм})_{i+1}} \cdot 100 = \frac{0,5}{842,5} \cdot 100 = 0,06 \% ; \\ K_{\phi,i}^* &= \frac{\Delta V_i^* \cdot H_i^*}{(V_0^*)_i} = \frac{0,033 \cdot 700}{16,482} = 1,40 ; & K_{\phi,i+1}^* &= \frac{\Delta V_{i+1}^* \cdot H_{i+1}^*}{(V_0^*)_{i+1}} = \frac{0,037 \cdot 2210}{74,206} = 1,10 ; \\ A_i &= \sqrt{\delta K_i^2 + (K_{\phi,i}^* \cdot \delta H_i^*)^2 + \delta \rho^2} = \sqrt{0,2^2 \cdot (1,40 \cdot 0,14)^2 + (0,06)^2} = 0,29 ; \\ B_i &= B_{i+1} = \sqrt{(\beta \cdot 10^2 \cdot \Delta T_v)^2} = \sqrt{(0,00089 \cdot 10^2 \cdot 0,2)^2} = 0,02 ; \\ A_{i+1} &= \sqrt{\delta K_{i+1}^2 + (K_{\phi,i+1}^* \cdot \delta H_{i+1}^*)^2 + \delta \rho^2} = \sqrt{0,12^2 \cdot (1,10 \cdot 0,05)^2 + (0,06)^2} = 0,14 .\end{aligned}$$

В.3.3 Пределы относительной погрешности измерений массы топлива в соответствии с формулой (9) равны:

$$\begin{aligned}\delta m &= \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{m_i}{m}\right)^2 \cdot (A_i^2 + B_i^2) + \left(\frac{m_{i+1}}{m}\right)^2 \cdot (A_{i+1}^2 + B_{i+1}^2) + (\delta N)^2} =, \\ &\pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{13,287}{47,566}\right)^2 \cdot (0,29^2 + 0,02^2) + \left(\frac{60,853}{47,566}\right)^2 \cdot (0,14^2 + 0,02^2) + 0,05^2} = \\ &= \pm 0,23 \% .\end{aligned}$$

В.3.4 Значения пределов относительной погрешности измерения массы топлива не превышают значений, указанных в 5.2 настоящей методики измерений.

Приложение Г (справочное)

Коэффициенты объемного расширения нефтепродуктов β

Т а б л и ц а Г . 1

ρ , кг/м ³	β , 1/°C	ρ , кг/м ³	β , 1/°C
690,0–699,9	0,00130	850,0–859,9	0,00081
700,0–709,9	0,00126	860,0–869,9	0,00079
710,0–719,9	0,00123	870,0–879,9	0,00076
720,0–729,9	0,00119	880,0–889,9	0,00074
730,0–739,9	0,00116	890,0–899,9	0,00072
740,0–749,9	0,00113	900,0–909,9	0,00070
750,0–759,9	0,00109	910,0–919,9	0,00067
760,0–769,9	0,00106	920,0–929,9	0,00065
770,0–779,9	0,00103	930,0–939,9	0,00063
780,0–789,9	0,00100	940,0–949,9	0,00061
790,0–799,9	0,00097	950,0–959,9	0,00059
800,0–809,9	0,00094	960,0–969,9	0,00057
810,0–819,9	0,00092	970,0–979,9	0,00055
820,0–829,9	0,00089	980,0–989,9	0,00053
830,0–839,9	0,00086	990,0–999,9	0,00052
840,0–849,9	0,00084	—	—

Библиография

- [1] Постановление правительства РФ от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»
- [2] Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», статья 2, термин 11
- [3] Системы измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-3М, реестр утвержденных типов средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений № XXXX-22
- [4] ПС 19.025 Профессиональный стандарт «Оператор товарный», утвержденный Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 27 июня 2018 года № 420н
- [5] Постановление Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. №2168 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности»
- [6] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов» (утверждены Приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №529)
- [7] Правила противопожарного режима Российской Федерации (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 № 1479)
- [8] Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»