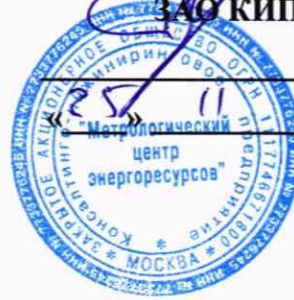


**СОГЛАСОВАНО**

**Генеральный директор  
ЗАО КИП «МЦЭ»**

\_\_\_\_\_ **А.В. Федоров**

\_\_\_\_\_ **2020 г.**



**Государственная система обеспечения единства измерений**

**Системы измерений массы нефтепродуктов  
в резервуарах «Franklin Fueling Systems»**

**Методика поверки**

**МЦКЛ.0298.МП**

**г. Москва**

**2020**

## 1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на системы измерений массы нефтепродуктов в резервуарах «Franklin Fueling Systems» изготовитель «Franklin Fueling Systems, Inc», США (далее – система) предназначенные для непрерывных измерений уровня, температуры и плотности нефтепродуктов, уровня и температуры подтоварной воды в резервуарах автозаправочных станций (далее - АЗС) и нефтебаз, и измерений косвенным методом статических измерений объема и массы нефтепродуктов при хранении, а также отпущенных и полученных в резервуары АЗС и нефтебаз.

Первичную и периодическую поверку проводят органы государственной метрологической службы или метрологические службы юридических лиц, аккредитованные на право поверки в соответствии с действующим законодательством.

Интервал между поверками - четыре года.

Первичную поверку проводят по местам осуществления деятельности организаций аккредитованных на право поверки (далее - лаборатория).

Периодическую проводят в лаборатории или на местах эксплуатации систем (далее – на резервуаре).

Поверка систем в соответствии с данной методикой поверки обеспечивает передачу единиц:

- уровня от рабочего эталона заимствованного из другой поверочной схемы (Ленты измерительные 3 разряда см. Приказ Росстандарта РФ от 29.12.2018 г. № 2840), что соответствует Приказу Росстандарта РФ от 30.12.2019 г. № 3459. Единица измерений длины передается с помощью ленты измерительной, рабочего эталона 3-го разряда части 2 в соответствии с Приказом Росстандарта РФ от 29.12.2018 г. № 2840 при непосредственном сличении, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 2-2010;

- температуры в соответствии с Государственной поверочной схемой по ГОСТ 8.558-2009, подтверждающей прослеживаемость к государственному первичному эталону ГЭТ 34-2020. Единица температуры передается методом непосредственного сличения с помощью термометра не ниже 3-го разряда;

- плотности в соответствии Приказом Росстандарта РФ от 01.11.2019 г. № 2603, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 18-2014. Единица плотности передается методом непосредственного сличения с рабочим эталоном.

Допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов (зондов) и (или) отдельных автономных блоков (зондов, консоли, блоки расширения) из состава систем, а также для меньшего числа измеряемых величин (уровень, температура, плотность) или на меньшем числе поддиапазонов измерений (для зондов с поплавками уровня нефтепродуктов и уровня подтоварной воды допускается поверять, только диапазон уровня нефтепродукта), по решению владельца.

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

При поверке систем должны выполняться операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
1 Внешний осмотр средства измерений	7	да	да
2 Подготовка к поверке и опробование средства измерений	8	да	да
3 Проверка программного обеспечения	9	да	да
4 Определение абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды	10.1	да	да
5 Определение абсолютной погрешности измерений температуры нефтепродукта	10.2	да	да

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
6 Определение абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта	10.3	да	да
7 Оформление результатов поверки	12	да	да

### 3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении первичной поверки должны соблюдаться следующие условия:

- рабочая среда светлые нефтепродукты или жидкости-заменители;
- температура окружающего воздуха:
  - в лаборатории  $(20 \pm 5) \text{ }^\circ\text{C}$ ;
  - на месте эксплуатации в соответствии условиями эксплуатации средств поверки;
- относительная влажность  $(60 \pm 15) \%$ ;
- атмосферное давление  $(\text{от } 80 \text{ до } 106) \text{ кПа}$ ;
- напряжение электропитания  $220 \text{ В } (+10; -15)\%$ ;
- частота в сети электропитания  $(50 \pm 1) \text{ Гц}$ .

3.2 Периодическая поверка может проводиться в условиях эксплуатации компонентов системы, но при положительной температуре рабочей среды в резервуаре.

### 4 Требования безопасности и требования к квалификации исполнителей

К работам по поверке систем допускают лиц, достигших 18 лет, изучивших техническую документацию на системы и ее компоненты, используемые средства поверки и вспомогательное оборудование, а также настоящую методику поверки.

При поверке на месте эксплуатации систем, дополнительно, прошедшие обучение работе на резервуарах, сдавшие экзамен по технике безопасности, изучившие техническую документацию на обслуживаемые резервуары.

### 5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 При проведении поверки применяются средства поверки и вспомогательное оборудование, в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки	Пример возможного средства поверки
1	2	3
	Комбинированное средство измерений температуры, влажности и атмосферного давления: диапазон измерений (ДИ) температуры от 0 до плюс 60 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений (ПГ) температуры $\pm 0,3 \text{ }^\circ\text{C}$ , ДИ относительной влажности, % от 0 до 98, ПГ относительной влажности при плюс 23 °С: $\pm 2 \%$ в диапазоне от 0 до 90 %, $\pm 3 \%$ в диапазоне от 90 до 98 %; ДИ атмосферного давления, гПа от 700 до 1100, ПГ атмосферного давления $\pm 2,5 \text{ гПа}$ .	Термогигрометр ИВА-6 (рег.№ 46434-11)
10.1	Лента измерительная 3 разряда части 2 в соответствии с приказом Росстандарта №2840 от 29.12.2018 г., длиной от 0,001 до 50 м, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\Delta = \pm(10+10 \cdot L) \text{ мкм}$ , где L - уровень в м, при которых будет производиться определение погрешности измерений уровня нефтепродукта	3.1.ZBT.0925.2013

Продолжение таблицы 2

1	2	3
10.2	Рабочий эталон не ниже 3-го разряда по ГОСТ 8.558-2009 (эталонный термопреобразователь или термометр с диапазон измерений температур от -40 до +60 °С; отношение границ доверительной погрешности рабочего эталона 3-го разряда и предела допускаемой погрешности рабочего средства измерений должно быть не более 0,5 (1:2))	3.1.ZBT.1077.2015
10.3	Рабочий эталон не ниже 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002 (аттестованный до 01.11.2019 г. применяются до даты окончания срока действия свидетельства об аттестации)	3.1.ZBT.0971.2013

5.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых систем с требуемой точностью.

5.3 Все средства измерений должны иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

### **6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки**

6.1 При проведении поверки руководствоваться «Правилами техники безопасности при эксплуатации установок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденными Главгосэнергонадзором.

6.2 При проведении поверки соблюдать требования безопасности на АЗС и нефтебазах в соответствии с инструкцией по эксплуатации, утвержденной владельцем, а также требования безопасности при работе в химико-аналитической лаборатории по анализу нефти и нефтепродуктов в соответствии с РД 39-0147103-354-89.

6.3 Помещения, в которых проводят работы с легковоспламеняющимися жидкостями, оборудуют установками пожарной сигнализации и пожаротушения в соответствии с ГОСТ 12.4.009-83 и оснащают общеобменной приточно-вытяжной вентиляцией и вытяжными шкафами.

6.4 При поверке измерительного канала уровня нефтепродукта и подтоварной воды с применением измерительной рулетки с грузом, уровни должны измеряться только через измерительный люк резервуара. Во время опускания рулетки внутрь резервуара операторы должны находиться с наветренной стороны люка и не должны наклоняться над измерительным люком.

6.5 Отбор проб нефтепродукта проводить в специальной одежде и обуви, изготовленных из материалов, не накапливающих статическое электричество, в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83.

6.6 Средства, применяемые при поведении измерений, должны быть во взрывозащищенном исполнении для группы взрывоопасных смесей категории ПВ-Т3 по ГОСТ 12.1.011-78 и предназначены для эксплуатации на открытом воздухе.

6.7 Содержание вредных паров и газов в воздухе вблизи резервуара на высоте 2000 мм не должно превышать санитарных норм, установленных ГОСТ 12.1.005-88.

6.8 Для освещения в темное время суток применять светильники во взрывозащищенном исполнении.

### **7 Внешний осмотр средства измерений**

При внешнем осмотре проверить:

- наличие эксплуатационной документации на поверяемую систему;
- соответствие комплектности поверяемой системы, указанной в эксплуатационной документации;
- отсутствие видимых механических повреждений зондов, консолей, блоков расширения, электрических кабелей и электрических соединений.

Результаты внешнего осмотра положительные, если установлено:

- наличие эксплуатационной документации на систему;
- соответствие комплектности поверяемой системы;
- отсутствие видимых механических повреждений зондов, консолей, блоков расширения, электрических кабелей и электрических соединений.

## 8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 Перед проведением поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- проверить наличие действующих документов позволяющих использовать средства поверки (данные о поверке и/или аттестации и т.д.).

- подготовить к работе систему, средства поверки и вспомогательное оборудование в соответствии с требованиями, изложенными в их эксплуатационной документации.

При проведении поверки в резервуаре:

- проверяют «базовую высоту» резервуаров, на которые установлены поверяемые зонды из состава системы.

- рассчитывают абсолютные значения уровней заполнения резервуаров в мм, соответствующие 20%, 50% и 80% заполнения резервуара нефтепродуктом с отклонением не более  $\pm 15\%$ .

- обеспечивают возможность заполнения резервуаров нефтепродуктами до рассчитанных уровней во время проведения поверки.

При поверке систем на резервуаре с применением рулетки с грузом (лотом):

- проверяют исправность рулетки с грузом (лотом);
- протирают шкалу рулетки чистой сухой тканью насухо.

## 8.2 Опробование

8.2.1 При опробовании проверять функционирование системы в соответствии с руководством по эксплуатации.

8.2.2 Результаты опробования положительные, если система функционирует в штатном режиме.

## 9 Проверка программного обеспечения

9.1 В соответствии с эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты выводят на дисплей консоли идентификационные данные программного обеспечения.

Таблица 3 – Идентификационные данные консоли модификации CL6 (Colibri)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	FFS Colibri
Идентификационное наименование ПО	Metrology Version
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	-

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО консолей модификаций TS-550 evo, TS-5500 evo

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	FFS TS-550 evo/TS-5500 evo
Идентификационное наименование ПО	Metrology Version
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	-

Таблица 5 - Идентификационные данные ПО консолей модификаций UDP(EVO200), UDP(EVO400)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	UDP(EVO200)/UDP(EVO400)
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.2.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	-

9.2 Результаты проверки программного обеспечения считаются положительными, если идентификационные, соответствуют указанным в таблицах 3 – 5, в зависимости от модификации консоли входящей в состав поверяемой системы.

## 10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Определение абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды

Определение абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта проводят для каждого зонда входящего в состав поверяемой системы, если владелец не заявил иное. Определение абсолютной погрешности измерений уровня подтоварной воды проводят для зондов оснащенных поплавком измерений уровня подтоварной воды.

Определение абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды проводят в лаборатории (п. 10.1.1) или на резервуаре (п. 10.1.2).

Диапазон измерений уровня нефтепродукта, мм, для исполнений систем с зондами оснащенными:

- только поплавком измерений уровня плотности нефтепродукта от 24 до 3660 включ.;
- поплавками измерений уровней нефтепродукта и подтоварной воды от 170 до 3660 включ.;
- поплавками измерений уровней нефтепродукта и подтоварной воды, а также поплавком измерений плотности от 270 до 3660 включ.

Диапазон измерений уровня нефтепродукта, мм, для исполнений систем с зондами оснащенными поплавком измерений уровня подтоварной воды от 24 до 1000 включ.

10.1.1 Определение абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды в лаборатории

10.1.1.1 Для определения абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды при проведении поверки в лаборатории необходимо использовать следующие средства поверки, указанные в таблице 2:

- лента измерительная 3 разряда части 2 в соответствии с приказом Росстандарта №2840 от 29.12.2018 г (далее - лента).

10.1.1.2 Зонд поверяемого образца системы с поплавками уровня и ленту расположить горизонтально на столе, как можно ближе, параллельно друг другу. Зонд и лента должны быть надежно закреплены и натянуты за счет применения штатных грузов. При размещении ленты необходимо совместить ноль ее шкалы с плоскостью уплотнительной поверхности крепления зонда. Включить систему и зарегистрировать «нулевую отметку» зонда, выполнить измерения уровней нефтепродукта и подтоварной воды, при увеличении и при уменьшении уровня жидкостей. Параллельно выполнять измерения уровня по шкале рулетки.

10.1.1.3 Абсолютную погрешность измерений уровня определять при пяти значениях уровня нефтепродукта и не менее трех значениях уровня подтоварной воды, равномерно распределённых по всему диапазону измерений, при повышении и понижении (прямой и обратный ход), при этом фиксируют значения уровня по показаниям поверяемого образца системы ( $H_{jH(ПТВ)}^C$ ) и ленты ( $H_{jH(ПТВ)}^Э$ ).

10.1.1.4 Вычислить значения абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды ( $\Delta H_{jH(ПТВ)}$ ) для каждого  $j$ -го значения уровня по формуле (1)

$$\Delta H_{jH(ПТВ)} = H_{jH(ПТВ)}^C - H_{jH(ПТВ)}^Э, \quad (1)$$

где  $j$ -го номер значения уровня, при котором производится определение погрешности;

$H_{jH}^C$  (ПТВ) - значения уровня нефтепродукта (подтоварной воды) измеренные системой при  $j$ -ом значении уровня, мм;

$H_{jH}^Э$  (ПТВ) - значения уровня нефтепродукта (подтоварной воды) измеренные эталонным средством измерений уровня при  $j$ -ом значении уровня, мм.

Разброс полученных значений результатов измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды, при повышении и понижении уровня нефтепродукта и подтоварной воды, не должен превышать значений абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды.

10.1.1.5 Результаты поверки положительные, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды каждого поверяемого зонда системы не превышают:

- для измерений уровня нефтепродукта  $\pm 1,0$  мм;
- для измерений уровня подтоварной воды  $\pm 1,5$  мм.

10.1.2 Определение абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды при поверке системы на резервуаре

10.1.2.1 Определение абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта

10.1.2.1.1 Для определения абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды при проведении поверки системы на резервуаре с нефтепродуктами необходимо использовать:

- рулетки измерительные металлические с грузом (лотом) 2 класса точности, признанные пригодными к применению в качестве рабочего эталона 3-го разряда части 2 в соответствии с приказом № 2840 от 29.12.2018 г.

10.1.2.1.2 Абсолютную погрешность уровня нефтепродукта определять методом непосредственного сличения показаний уровня нефтепродукта в соответствующем резервуаре по показаниям системы с результатами измерений уровня рулеткой. Измерения выполнять при трёх значениях уровня нефтепродукта, соответствующих 20%, 50% и 80% заполнения резервуара с отклонением от номинального значения не более  $\pm 15\%$  и соответствующих указанных в свидетельстве о поверке рулетки.

В свидетельстве о поверке рулетки с грузом (лотом) должны быть указаны действительные значения длин, определенных при ее поверке с погрешностью 0,1 мм, при которых будет производиться определение погрешности измерений уровня.

Начинать измерения можно с любого из трёх установленных уровней заполнения резервуара. Во время выполнения измерений не должны производиться технологические сливы или наполнение резервуара нефтепродуктом.

Перед выполнением измерений уровня после налива или слива до других, указанных выше уровней нефтепродукта в резервуаре, необходимо выждать не менее 30 минут.

10.1.2.1.3 Произвести измерение  $j$ -ого уровня нефтепродукта в резервуаре с помощью системы ( $H_{jH}^C$ ) полученный результат зарегистрировать. Действительное значение  $j$ -ого уровня нефтепродукта в резервуаре ( $H_{jH}^Э$ ) определить с помощью рулетки через измерительный люк резервуара. Для этого на ленту рулетки наносят слой бензочувствительной пасты (при необходимости) на участок шкалы рулетки, в пределах которого будет находиться измеряемый уровень. При проведении этой операции опускать ленту рулетки с грузом медленно до касания днища или опорной плиты резервуара, не допуская отклонения от вертикального положения, не задевая за внутренние элементы конструкции и оборудование, сохраняя спокойное состояние поверхности нефтепродукта, не допуская волн. После касания днища резервуара, поднять ленту рулетки строго вертикально вверх без смещения в стороны, чтобы избежать искажения линии смачивания на измерительной ленте. Показания по рулетке отсчитывать с помощью лупы, сразу после появления смоченной части над горловиной измерительного люка, по линии смачивания с точностью до 0,1 мм, результат изме-

рения зарегистрировать. Измерения выполнять три раза. При получении расхождений между результатами измерений более 0,2 мм, измерения повторяют до совпадения двух последовательных результатов. За действительное значение  $j$ -го уровня нефтепродукта в резервуаре ( $H_{jH}^Э$ ) принимают среднее арифметическое из трех значений результатов измерений, с округлением до 0,1 мм. Полученное значение зарегистрировать.

10.1.2.1.4 Повторить измерения для двух следующих значений уровня нефтепродукта в резервуаре.

10.1.2.1.5 Вычислить абсолютную погрешность измерений уровня нефтепродукта по формуле (1).

10.1.2.1.6 Результаты поверки считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта для каждого ИК системы не превышают  $\pm 1,0$  мм.

10.1.2.2 Определение абсолютной погрешности измерений уровня подтоварной воды

10.1.2.2.1 Абсолютную погрешность измерений уровня подтоварной воды определить методом непосредственного сличения показаний уровня подтоварной воды в соответствующем резервуаре по показаниям системы с данными об уровне подтоварной воды, полученными по результатам измерений уровня рулеткой измерительной металлической с грузом (лотом). Во время измерений нельзя производить слив или наполнение резервуара нефтепродуктом.

10.1.2.2.2 Произвести измерение  $j$ -ого уровня нефтепродукта в резервуаре с помощью системы ( $H_{jПТВ}^C$ ) полученный результат зарегистрировать.

10.1.2.2.3 Определить действительное значение уровня подтоварной воды в резервуарах с помощью рулетки с использованием водочувствительной ленты или пасты. Водочувствительную ленту в натянутом виде прикреплять к грузу (лоту) с двух противоположных сторон. Водочувствительную пасту наносить тонким слоем (0,2 - 0,3 мм) на поверхность нижнего конца груза (лота) полосками с двух противоположных сторон.

Рулетку с грузом (лотом) при определении уровня подтоварной воды выдерживать в резервуаре неподвижно в течение 2 - 3 минут, или времени, указанного в эксплуатационной документации на используемую водочувствительную ленту или пасту.

10.1.2.2.4 Измерение уровня подтоварной воды в резервуаре с помощью рулетки ( $H_{ПТВ}^Э$ ) проводить в порядке, описанном в п. 10.1.2.2.2 и п. 10.1.2.2.3 для одного уровня, фактически имеющегося в резервуаре.

Измерение уровня подтоварной воды необходимо повторить, если на ленте или пасте он (уровень) обозначается нечетко, косой линией или не на одинаковой высоте с обеих сторон. Размытая грань является следствием отсутствия резкой границы раздела между водой и нефтепродуктом свидетельствует о наличии водоземulsionного слоя. В этом случае необходимо измерение повторить после отстоя и расслоения эмульсии.

10.1.2.2.5 Вычислить абсолютную погрешность измерений уровня подтоварной воды по формуле (1).

10.1.2.2.6 Результаты поверки считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений уровня подтоварной воды для каждого ИК системы не превышают  $\pm 1,5$  мм.

**Примечание** - При периодической поверке системы на резервуаре с нефтепродуктами, в случае отсутствия подтоварной воды в резервуаре, как по показаниям системы, так и по показаниям рулетки (нулевые показания), соответствующий измерений уровня подтоварной воды считается прошедшим поверку.



## 10.2 Определение абсолютной погрешности измерений температуры

Диапазон измерений температуры рабочей среды, °С от минус 40 до плюс 60.

### 10.2.1 Определение абсолютной погрешности измерений температуры при поверке в лаборатории

10.2.1.1 При поверке в лаборатории датчик эталонного термометра размещать по местам расположения термисторов по длине зонда, кроме верхнего, с помощью приспособлений обеспечивающих надежный тепловой контакт. Местоположение термисторов указано на заводской маркировке зонда. Для исключения нагрева или охлаждения места расположения термисторов и датчика эталонного термометра теплоизолировать.

10.2.1.2 Для определения абсолютной погрешности измерений температуры начинать измерения не менее чем через 20 минут после размещения датчика эталонного термометра по длине зонда. Зарегистрировать полученные значения измерений температуры с помощью системы и показания эталонного термометра (не менее трех раз, с интервалом не менее 10 секунд).

10.2.1.3 Абсолютную погрешность измерений температуры  $\Delta t$  вычислить по формуле (2)

$$\Delta t = \bar{t}_c - \bar{t}_3, \quad (2)$$

где  $\bar{t}_c$  и  $\bar{t}_3$  - среднее значение температуры по результатам измерений температуры системой и эталонным термометром соответственно, °С.

Результаты поверки считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений температуры нефтепродукта всех ИК системы не превышают  $\pm 0,5$  °С.

### 10.2.2 Определение абсолютной погрешности измерений температуры на резервуаре

10.2.2.1 Абсолютную погрешность измерений температуры нефтепродукта при поверке на резервуаре, определять методом непосредственного сличения показаний температуры нефтепродукта в соответствующем резервуаре по однократным показаниям системы с данными о температуре нефтепродукта, полученными по результатам измерений температуры эталонным термометром. Во время измерений не должен производиться слив или наполнение резервуара нефтепродуктом. Измерения выполнять при трёх значениях уровня нефтепродукта, соответствующих 20%, 50% и 80% заполнения резервуара с отклонением не более  $\pm 15$  %, сразу после окончания измерений заданного уровня нефтепродукта.

10.2.2.2 Измерения температуры нефтепродукта в резервуаре эталонным термометром выполнять, погружая датчик эталонного термометра в нефтепродукт на уровни термисторов зондов (однократно на каждом уровне).

Измерения проводят от нижнего уровня к верхнему. После погружения датчика в нефтепродукт перед снятием показаний его выдерживают для стабилизации температуры:

- на нижнем уровне измерений не менее 10 минут;
- на каждом последующем уровне измерений не менее трех минут.

Результаты измерений температуры считывают с точностью 0,1 °С.

10.2.2.3 Измерения эталонным термометром выполнять только на уровнях термисторов, находящихся ниже уровня нефтепродукта.

10.2.2.4 Данные о высоте уровня наполнения соответствующего резервуара предварительно считывают с монитора компьютера системы. За нижний уровень измерений принимают уровень на  $250 \pm 30$  мм выше днища резервуара.

10.2.2.5 В начале измерений медленно погружают датчик эталонного термометра в резервуар через горловину до момента касания днища или опорной плиты. После этого поднимают датчик эталонного термометра на высоту уровня установки нижнего термистора зонда и выдерживают не менее 10 мин для стабилизации температуры. Последующие измерения выполнять на уровнях установки термисторов зондов, выдерживая датчик эталонного термометра на каждом уровне измерений не менее трёх минут.

10.2.2.6 Среднее значение температуры нефтепродукта в резервуаре при  $k$ -том уровне наполнения, по результатам измерений эталонным термометром рассчитывают по формуле (3)

$$t_{\Sigma k} = \Sigma t_i / n_i, \quad (3)$$

где  $t_i$  - результат измерений температуры эталонным термометром на  $i$ -м уровне нефтепродукта;

$n$  - число уровней измерений температуры (количества датчиков находящихся ниже уровня нефтепродукта).

10.2.2.7 Значения абсолютной погрешности каждого ИК температуры нефтепродукта в соответствующем резервуаре для каждого из трёх уровней нефтепродукта рассчитать по формуле (4)

$$\Delta t_k = t_k - t_{\Sigma k}, \quad (4)$$

где  $t_k$  - значения температуры, зарегистрированные системой при разных уровнях наполнения ( $k = 1 \div 3$ ) в соответствующем резервуаре;

$t_{\Sigma k}$  - значения температуры, измеренные эталонным средством измерений для каждого из трёх уровней наполнения в соответствующем резервуаре.

10.2.2.8 Результаты поверки считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений температуры нефтепродукта всех ИК системы не превышают  $\pm 0,5$  °С.

### 10.3 Определение абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта

Измерения выполнять для ИК, соответствующих зондам, оснащенных поплавком измерений плотности нефтепродукта. Диапазон измерений плотности,  $\text{кг/м}^3$  от 690 до 1000.

10.3.1 Определение абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта при поверке в лаборатории

10.3.1.1 Каждый зонд системы, с устройством для определения плотности нефтепродукта (далее - поплавок плотности), поместить в емкость (сосуд) с нефтепродуктом (жидкостью-заменителем) со значением плотности, для которого используется поплавок плотности данного зонда. Температура условий проведения поверки и нефтепродукта (жидкости-заменителя) должна быть в пределах  $(20 \pm 5)$  °С. В качестве заменителя бензина можно использовать спирт этиловый, а в качестве заменителя дизельного топлива - водно-спиртовой раствор, который должен быть приготовлен заранее, чтобы избежать погрешности, вносимой наличием пузырьков воздуха, образуемых в растворе в результате смешивания спирта и воды.

Примечание - Значения плотности водно-спиртового раствора приведены в документе «Таблицы для определения содержания этилового спирта в водно-спиртовых растворах». - М.: Государственный комитет стандартов Совета Министров СССР, 1972. - 364 с.

10.3.1.2 Произвести измерение и регистрацию показаний плотности с помощью системы. Одновременно произвести измерение температуры с помощью контрольного термометра, измеряющего температуру на уровне нахождения поплавка плотности. Произвести отбор пробы из сосуда с уровня нахождения поплавка плотности с помощью пробоотборника в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-85.

10.3.1.3 Произвести измерение плотности с помощью автоматического ареометра при температуре измеренной с помощью термометра в п. 6.6.1.2.

10.3.1.4 Измерение плотности нефтепродукта, температуры и отбор проб производить не менее трех раз.

10.3.1.5 Для каждого  $i$ -го ИК измерений плотности нефтепродукта вычислить значения абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродуктов  $\Delta \rho_{ni}$  по формуле (5)

$$\Delta \rho_{ni} = \bar{\rho}_{n.ci} - \bar{\rho}_{n.э}, \quad (5)$$

где  $\bar{\rho}_{n.ci}$  – среднее значение плотности нефтепродукта, определённое по результатам измерений  $i$ -ого ИК плотности системы, кг/м<sup>3</sup>;

$\bar{\rho}_{n.э}$  – среднее значение плотности нефтепродукта, измеренное автоматическим ареометром, кг/м<sup>3</sup>.

10.3.1.6 Результаты поверки считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта для всех ИК системы, оснащенных поплавком плотности, не превышают  $\pm 1,0$  кг/м<sup>3</sup>.

10.3.2 Определение абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта при поверке на резервуаре с нефтепродуктом

10.3.2.1 Абсолютную погрешность измерений плотности нефтепродукта определять, методом непосредственного сличения значений средней плотности нефтепродукта в соответствующем резервуаре по показаниям системы с данными о плотности нефтепродукта, полученными по результатам измерений плотности отобранной пробы нефтепродукта в лаборатории автоматическим ареометром.

Во время измерений и отбора проб не должен производиться слив или наполнение резервуара нефтепродуктом.

10.3.2.2 Измерения плотности нефтепродукта по показаниям системы (одновременно с измерением температуры нефтепродукта в резервуаре по показаниям системы) выполнять однократно при трёх значениях уровня нефтепродукта, соответствующих 20 %, 50 % и 80 % заполнения резервуара, с отклонением не более  $\pm 15$  %.

Отбор пробы нефтепродукта из резервуара производить пробоотборником в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-85 для резервуара соответствующего типа и уровня наполнения. Из трёх отобранных проб составить объединённую пробу нефтепродукта.

Допускается совмещать данную операцию с операцией по п. 10.2.2.

10.3.2.3 Измерения плотности нефтепродукта на объединённой пробе выполнять автоматическим ареометром при температуре, соответствующей средней температуре нефтепродукта в резервуаре по данным системы. В случае отсутствия технической возможности обеспечить измерения плотности отобранной пробы при средней температуре нефтепродукта в резервуаре результат измерений плотности необходимо привести к средней температуре по методике, изложенной в рекомендации Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Программа и таблицы приведения».

10.3.2.4 Абсолютную погрешность измерений плотности нефтепродукта вычислить по формуле (6).

10.3.2.5 Результаты поверки считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта для всех ИК системы, оснащенных поплавком плотности, не превышают  $\pm 1,0$  кг/м<sup>3</sup>.

## **11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям**

Процедуры обработки результатов измерений и критерии принятия поверителем решения по подтверждению соответствия средства измерений метрологическим требованиям изложены разделе 10.

## **12 Оформление результатов поверки**

12.1 Экспериментальные результаты, полученные при поверке, оформляют протоколами произвольной формы.

12.2 При положительных результатах поверки на систему оформляют свидетельство о поверке установленной формы.

12.3 При отрицательных результатах поверки оформить извещение о непригодности установленной формы с указанием причин. Свидетельство о предыдущей поверке аннулируется.