

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор ЗАО КИП «МЦЭ»

А.В. Федоров

2020 г.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерений массы нефтепродуктов VEEDER-ROOT

Методика поверки

МЦКЛ.0154.МП

с изменением № 2

г. Москва

2020 г.

Настоящая методика поверки распространяется на системы измерений массы нефтепродуктов VEEDER-ROOT (далее – система), предназначенные для непрерывных измерений уровня, температуры и плотности нефтепродуктов, уровня подтоварной воды в резервуарах автозаправочных станций (далее - АЗС) и нефтебаз, вычислений объема и массы нефтепродуктов при хранении, отпущенных и полученных в резервуары АЗС и нефтебаз, а также для индикации утечек нефтепродуктов из резервуаров.

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

Интервал между поверками четыре года.

## 1 Операции поверки

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 Внешний осмотр, проверка маркировки и комплектности	6.1	да	да
2 Опробование	6.2	да	да
3 Проверка соответствия программного обеспечения	6.3		
4 Определение абсолютной погрешности измерительных каналов уровня нефтепродукта и подтоварной воды	6.4	да	да
5 Определение абсолютной погрешности измерительного канала температуры нефтепродукта	6.5	да	да
6 Определение абсолютной погрешности измерительного канала плотности нефтепродукта	6.6	да	да
7 Оформление результатов поверки	7	да	да

## 2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяются следующие средства поверки и вспомогательное оборудование:

- рабочий эталон единицы уровня жидкости 1 разряда по ГОСТ 8.477-82, установка поверочная ровномерная УПУ (далее – УПУ) с имитацией изменения уровня жидкости, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - регистрационный номер) 31696-06, отметки задания уровня от 250 до 5000 мм (через 250 мм), пределы допускаемой абсолютной погрешности для этих отметок задания уровня  $\pm 0,20$  мм;

- рабочий эталон единицы уровня жидкости 1 разряда по ГОСТ 8.477-82, установка эталонная ровномерная УЭУм (далее – УЭУ) с имитацией изменения уровня жидкости, регистрационный номер 39199-08, отметки задания уровня 3000 мм, 7000 мм, 11000 мм, 15000 мм и 19000 мм, пределы допускаемой абсолютной погрешности для этих отметок задания уровня соответственно  $\pm 0,20$  мм,  $\pm 0,30$  мм,  $\pm 0,33$  мм,  $\pm 0,40$  мм и  $\pm 0,50$  мм;

- рабочий эталон единицы уровня жидкости 1 разряда по ГОСТ 8.477-82, ровномерные образцовые установки типов УУО-Н-1, УУО-Н-2,5, УУО-Н-6 и УУО-Н-12 по ГОСТ 8.321-78

(далее – УУО) с непосредственным изменением уровня жидкости и пределами измерений от 0 до 1, от 0 до 2,5, от 0 до 6, от 0 до 12 м, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 1$  мм при дистанционном и  $\pm 0,3$  мм при местном измерениях;

- рабочий эталон единицы длины 3 разряда по Государственной поверочной схеме для средств измерений длины в диапазоне от  $1 \cdot 10^{-9}$  до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденной приказом Росстандарта от 29.12.2018 N 2840, компарированная в соответствии с МИ 1780-87, рулетка измерительная металлическая с лотом 2 класса точности по ГОСТ 7502-98 (далее – рулетка с лотом, рулетка), с диапазоном измерений длины от 0,001 до 20 м, с погрешностью не более  $\pm(10+10 \cdot L)$  мкм, где L – число полных и неполных метров измеренных уровней;

- рабочий эталон 3 разряда единицы температуры по ГОСТ 8.558-2009, термометр цифровой малогабаритный типа ТЦМ 9410 Ех/М1 в комплекте с термопреобразователем ТТЦ01И-180, регистрационный номер 32156-06, диапазон измерений от минус 50 °С до плюс 200 °С, пределы абсолютной погрешности  $\Delta = \pm(0,05+0,0005 \cdot |t|+0,1)$  °С, где t - измеряемая температура, °С;

- рабочий эталон единицы плотности 1 разряда по ГОСТ 8.024-2002, плотномер лабораторный автоматический типа ВИП-2МР, регистрационный номер 27163-09, диапазон измерений плотности от 500 до 1600 кг/м<sup>3</sup>, пределы абсолютной погрешности  $\Delta = \pm 0,1$  кг/м<sup>3</sup>;

- плотномер ПЛОТ-3 (модификация ПЛОТ-3Б), регистрационный номер 20270-12, диапазон измерений плотности от 630 до 1010 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности  $\Delta = \pm 0,3$  кг/м<sup>3</sup>; диапазон измерения температуры, от минус 40 °С до плюс 85 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры  $\pm 0,2$  °С;

- пробоотборник по ГОСТ 2517-2012;

- термогигрометр «ИВА-6», регистрационный номер 46434-11, диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, погрешность измерения  $\pm 3$  %, диапазон измерений температуры от минус 40 °С до плюс 60 °С, погрешность измерения  $\pm 0,5$  °С.

### **2.1 (Измененная редакция. Изм. № 2)**

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определенные метрологические характеристики, поверяемых СИ с требуемой точностью.

### **2.2 (Измененная редакция. Изм. № 2)**

### **2.3 (Исключен. Изм. № 2).**

## **3 Требования безопасности и требования к квалификации исполнителей**

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

3.2 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.

### **3.2 (Измененная редакция. Изм. № 2)**

3.3 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.

3.4 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.

3.5 Отбор проб нефтепродукта проводить в специальной одежде и обуви, изготовленных

из материалов, не накапливающих статическое электричество, в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83.

3.6 Средства, применяемые при проведении измерений, должны быть во взрывозащищенном исполнении для группы взрывоопасных среды по ГОСТ Р МЭК 60079-0-2011 и предназначены для эксплуатации на открытом воздухе.

### **3.6 (Измененная редакция. Изм. № 2)**

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

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

3.9 К работам по поверке измерительных каналов системы допускают лиц, достигших 18 лет, имеющих квалификацию товарного оператора не ниже четвертого разряда, прошедших обучение работе на резервуарах, сдавших экзамен по технике безопасности, изучивших техническую документацию на систему и обслуживаемые резервуары, используемые средства измерений и вспомогательные устройства и настоящую методику поверки.

## **4 Условия поверки**

4.1 При проведении первичной поверки должны соблюдаться следующие условия:

- рабочая среда светлые нефтепродукты или жидкости-заменители<sup>1</sup>;
- температура окружающего воздуха  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность  $(60 \pm 15) \%$ ;
- атмосферное давление (от 80 до 106) кПа;
- напряжение электропитания 220 В (+10; -15) %;
- частота в сети электропитания  $(50 \pm 1)$  Гц.

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

4.3 Периодическая поверка проводится без демонтажа систем. При необходимости допускается демонтаж зондов из резервуара.

4.4 Допускается проведение поверки системы не в полном объеме в соответствии с заявлением владельца, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке или в паспорте и протоколе поверки на систему информации об объеме проведенной поверки.

### **4.4 (Введен дополнительно. Изм. № 1)**

## **5 Подготовка к поверке**

5.1 Перед проведением поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- проверить наличие действующих свидетельств о поверке на применяемые средства поверки;
- подготовить к работе систему, средства поверки и вспомогательное оборудование в соответствии с требованиями, изложенными в их эксплуатационной документации.

5.2 Проверить «базовую высоту» резервуаров, на которые установлены поверяемые зонды из состава системы.

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

5.5 Обеспечить возможность заполнения резервуаров нефтепродуктами до рассчитанных уровней во время проведения поверки.

<sup>1</sup> При использовании установок поверочных уровнемерных с имитацией изменения уровня жидкости (п. 2.1, п. 6.4.1) рабочая среда не требуется.

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверить:

- наличие эксплуатационной документации наверяемую систему;
- соответствие комплектности поверяемой системы, указанной в эксплуатационной документации;
- отсутствие видимых механических повреждений зондов, контроллеров, электрических кабелей и электрических соединений.

### 6.2 Опробование

6.2.1 При опробовании проверить функционирование системы в соответствии с руководством по эксплуатации. Систему, установленную на резервуар с нефтепродуктом, включают в соответствии с указаниями руководства по эксплуатации.

6.2.2 На дисплее системы должны отобразиться идентификационные данные программного обеспечения, указанные в таблице 2.

6.2.3 Опробование каждого канала измерений уровня нефтепродукта производится в процессе частичного заполнения или опорожнения соответствующих резервуаров. При этом на дисплее контроллера должны отображаться соответствующие изменения уровня нефтепродукта и неизменность показаний уровня подтоварной воды.

На дисплее также должны отображаться значения температуры, измеряемые всеми термодатчиками, а также значения плотности нефтепродукта (для зондов, оснащённых датчиком плотности).

6.2.4 Результаты опробования положительные, если соблюдаются все указанные выше требования.

### 6.3 Проверка соответствия программного обеспечения (ПО)

6.3.1 Встроенное ПО должно иметь идентификационные данные, указанные в таблице 2.

Таблица 2

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО
TLS-450X серии 8600X	34200x-0xx-y.bin	34200x-0xx-y
TLS-450PLUS серии 8600X	0xx-y.bin	0xx-y
TLS4X серии 8601X	0xx-y.bin	0xx-y
TLS-2X серии 8560X	349xxx-0xx-y.bin	349xxx-0xx-y
TLS-300X серии 8485X; TLS-350X серии 8470X и 8482X	346xxx-0xx-y.bin	346xxx-0xx-y

где x принимает значения от 0 до 9  
y принимает значения от 0 до 9 или значения от A до Z

Таблица 2 (Измененная редакция. Изм.№ 2)

6.3.2 Номер версии ПО, установленного в системе, указываются в паспорте каждого экземпляра системы.

Результаты проверки считаются положительными, если идентификационные данные встроенного ПО соответствуют указанным в таблице 2 и в паспорте поверяемого экземпляра системы.

#### 6.4 Определение абсолютной погрешности измерительных каналов уровня нефтепродукта и подтоварной воды системы

6.4.1 Для определения абсолютной погрешности измерительных каналов уровня нефтепродукта и подтоварной воды в диапазонах измерений возможно использование следующих средств поверки, указанных в п. 2.1:

- установки поверочные уровнемерные с имитацией изменения уровня жидкости в необходимом диапазоне измерений;
- уровнемерные образцовые установки с непосредственным изменением уровня жидкости в необходимом диапазоне измерений;
- рулетки измерительные металлические с лотом 2 класса точности по ГОСТ 7502-98, длина измерительной ленты в зависимости от базовой высоты резервуара.

6.4.1.1 При использовании поверочных уровнемерных установок с имитацией изменения уровня жидкости или установок с непосредственным изменением уровня жидкости определение абсолютной погрешности измерительных каналов уровней нефтепродукта и подтоварной воды производить в соответствии с порядком, предусмотренным в руководстве по эксплуатации соответствующей установки.

6.4.2 При использовании рулеток измерительных металлических с лотом 2 класса точности по ГОСТ 7502-98 определение абсолютной погрешности каждого измерительного канала уровня нефтепродукта и подтоварной воды производить в порядке, указанном ниже (п. 6.4.2.1 и п. 6.4.2.2).

6.4.2.1 Абсолютную погрешность каждого поверяемого измерительного канала уровня нефтепродукта определять методом непосредственного сличения показаний уровня нефтепродукта в соответствующем резервуаре по показаниям системы с результатами измерений уровня рулеткой измерительной металлической с лотом следующим образом.

Измерения выполнять при трёх значениях уровня нефтепродукта, соответствующих 20 %, 50 % и 80 % заполнения резервуара с отклонением от номинального значения не более  $\pm 15$  %. Начинать измерения можно с любого из трёх установленных уровней заполнения резервуара. Во время выполнения измерений не должны производиться технологические слив или наполнение резервуара нефтепродуктом.

Примечание - Допускается проводить определение абсолютной погрешности каждого поверяемого измерительного канала уровня нефтепродукта при двух значениях уровня 20 % и 80 % эксплуатационной вместимости резервуара с отклонением от номинального значения не более  $\pm 15$  %.

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

##### **6.4.2.1 (Измененная редакция. Изм. № 2)**

6.4.2.1.1 Уровень нефтепродукта в резервуаре измерять рулеткой через измерительный люк резервуара. При этом опускать ленту рулетки с грузом медленно до касания днища или опорной плиты резервуара, не допуская отклонения от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование и сохраняя спокойное состояние поверхности нефтепродукта, не допуская волн. Поднимать ленту рулетки строго вертикально, не допуская смещения в сторону, чтобы избежать искажения линии смачивания на измерительной ленте. Показания по рулетке отсчитывать сразу после появления смоченной части над горловиной измерительного люка по линии смачивания с точностью до 0,1 мм. Измерения выполнять два раза. При получении расхождений между результатами измерений более 0,2 мм измерения повторяют до совпадения двух последовательных результатов. За действительное значение общего уровня нефтепродукта принимают среднее арифметическое из двух значений результатов измерений.

##### **6.4.2.1.1 (Измененная редакция. Изм. № 2)**

6.4.2.1.2 Повторить измерения при следующих двух рассчитанных значениях уровня нефтепродукта в резервуаре (п. 6.4.2.1).

6.4.2.1.3 Рассчитать значения абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта по формуле (1).

#### 6.4.2.2 Определение абсолютной погрешности измерительного канала уровня подтоварной воды

6.4.2.2.1 Абсолютную погрешность поверяемого измерительного канала уровня подтоварной воды определять методом непосредственного сличения показаний уровня подтоварной воды в соответствующем резервуаре по показаниям системы с данными о уровне подтоварной воды, полученными по результатам измерений уровня рулеткой измерительной металлической с лотом. Во время измерений не должен производиться слив или наполнение резервуара нефтепродуктом.

6.4.2.2.2 Определение уровня подтоварной воды в резервуарах производить с использованием водочувствительной ленты или пасты. Водочувствительную ленту в натянутом виде прикреплять к лоту с двух противоположных сторон. Водочувствительную пасту наносят тонким слоем (0,2-0,3 мм) на поверхность нижнего конца лота полосками с двух противоположных сторон.

6.4.2.2.3 Рулетку с лотом при определении уровня подтоварной воды выдерживают в резервуаре неподвижно в течение двух - трех минут, или времени, указанного в эксплуатационной документации на используемую водочувствительную ленту или пасту.

6.4.2.2.4 Измерение уровня подтоварной воды в резервуаре проводят в порядке, описанном в п. 6.4.2.1 для одного уровня, фактически имеющегося в резервуаре.

Измерение уровня подтоварной воды должно быть повторено, если на ленте или пасте он 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.

6.4.3 Рассчитать значения абсолютных погрешностей уровня нефтепродукта и подтоварной воды в соответствующих резервуарах  $\Delta H_{н(птв)}$  по формуле (1).

$$\Delta H_{н(птв)} = H_{сн(птв)} - H_{Эн(птв)}, \quad (1)$$

где  $H_{сн(птв)}$  - значения уровней нефтепродукта (подтоварной воды), зарегистрированные системой;

$H_{Эн(птв)}$  - значения уровней нефтепродукта (подтоварной воды), измеренные эталонными средствами измерений уровня.

6.4.3.1 Результаты проверки считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений уровня не превышают пределов, указанных в таблице 3.

Таблица 3

Модель зонда и вид поверки	$\Delta H_{н}$ , мм	$\Delta H_{птв}$ , мм
8462 и 8463 при первичной поверке	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$
8463 при периодической поверке	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$
8462 при периодической поверке:		
- от 82 до 1000 мм	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$
- свыше 1000 мм	$\pm [1+0,15(L-1)]^2$	-
Mag Plus 1 Mag-FLEX	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$

Таблица 3 (Измененная редакция. Изм.№ 2)

**Примечание** - При периодической поверке системы, в случае отсутствия подтоварной воды в резервуаре, как по показаниям измерительного канала системы, так и по показаниям рулетки (нулевые показания), соответствующий измерительный канал уровня подтоварной воды считается прошедшим поверку.

<sup>2</sup> Здесь L – число полных метров измеряемого уровня нефтепродуктов.

## 6.5 Определение абсолютной погрешности измерительных каналов температуры нефтепродукта

### 6.5.1 Определение абсолютной погрешности измерений температуры при первичной поверке

6.5.1.1 Зонд длиной до 4000 мм размещается на установке УОУ или УПУ, а зонд длиной до 15000 мм – на установке УЭУ. В месте расположения поверяемого датчика температуры прикрепляется датчик термометра цифрового малогабаритного ТЦМ 9410 (далее - эталонный термометр) с помощью приспособления, обеспечивающего хороший тепловой контакт.

6.5.1.2 После выдержки, обеспечивающей выравнивание температуры поверяемого датчика и эталонного термометра трижды, с интервалом 10 – 30 с регистрируются показания системы для температуры поверяемого датчика и эталонного термометра.

6.5.1.3 Выполнить измерения по п. 6.5.1.1 - п. 6.5.1.2 для каждого из зондов испытываемой системы.

6.5.1.4 Рассчитать значения абсолютной погрешности измерений температуры  $\Delta T_i$  по формуле (2)

$$\Delta t_i = t_{ci} - t_{ei}, \quad (2)$$

где  $t_{ci}$  - значения температуры, зарегистрированные системой;

$t_{ei}$  - значения температуры, измеренные эталонным термометром.

6.5.1.5 Результаты испытания считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений температуры  $\Delta t$  не превышают значений, приведенных в таблице 4.

Таблица 4

Модель зонда	$\Delta t, ^\circ\text{C}$	
8462 и 8463	$\pm 0,5$	-
Mag Plus 1 Mag-FLEX	-	$\pm 1,5$

### 6.5.2 Определение абсолютной погрешности измерений температуры при периодической поверке

6.5.2.1 Абсолютную погрешность поверяемого измерительного канала температуры нефтепродукта при периодической поверке в условиях эксплуатации 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 по п. 6.4.

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

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

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



6.5.2.5 В начале измерений медленно погружают датчик эталонного термометра в резервуар через горловину до момента касания днища или опорной плиты. Затем 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.

Допускается в качестве эталонных использовать значения температуры, зарегистрированные на соответствующих уровнях каналом измерения температуры погружного плотномера ПЛОТ-3Б.

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

$$t_{эк} = \sum t_i / n_i, \quad (3)$$

где  $t_i$  - результат измерения температуры эталонным термометром на  $i$ -м уровне нефтепродукта;  
 $n$  - число уровней измерений температуры.

6.5.2.7 Значения абсолютной погрешности поверяемого измерительного канала температуры нефтепродукта в соответствующем резервуаре для каждого из трёх уровней нефтепродукта рассчитать по формуле (4)

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

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

$t_{эк}$  - значения температуры, измеренные эталонным средством измерений для каждого из трёх уровней наполнения.

6.5.2.8 Результаты проверки считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений температуры не превышают значений, приведенных в таблице 4.

## 6.6 Определение абсолютной погрешности измерительных каналов плотности нефтепродукта

Поверку по этому пункту производить для зондов модели 8463, укомплектованных плотномерами.

### 6.6.1 Определение абсолютной погрешности измерений плотности при первичной поверке

6.6.1.1 Для определения абсолютной погрешности измерения плотности при первичной поверке зонд помещают в сосуд, заполненный нефтепродуктом (жидкостью-заменителем) со значением плотности, находящимся в требуемом поддиапазоне измерений (в зависимости от типа нефтепродукта, на который рассчитан плотномер зонда). Температура нефтепродукта (жидкости-заменителя) должна быть в пределах  $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ .

6.6.1.2 Не менее трёх раз произвести измерения плотности с помощью плотномера зонда и зарегистрировать значения.

6.6.1.3 Отобрать пробу нефтепродукта из сосуда пробоотборником в соответствии с требованиями ГОСТ 2517.

6.6.1.4 Выполнить измерения плотности нефтепродукта на отобранной пробе автоматическим лабораторным плотномером при температуре, соответствующей средней температуре нефтепродукта в сосуде по данным системы.

6.6.1.5 Рассчитать значение абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродуктов  $\Delta \rho_n$  по формуле (5)

$$\Delta \rho_n = \rho_{н.с} - \rho_{н.э}, \quad (5)$$

где  $\rho_{н.с}$  - среднее значение плотности нефтепродукта, измеренное системой;

$\rho_{н.э}$  - значение плотности нефтепродукта, измеренное эталонным средством измерений на объединённой пробе.

**п. 6.6.1.5 (Измененная редакция. Изм. № 2).**

6.6.1.6 Результаты проверки считаются положительными, если полученное значение абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта не превышает  $\pm 1,0 \text{ кг/м}^3$ .

6.6.2 Определение абсолютной погрешности измерений плотности при периодической поверке

Абсолютную погрешность поверяемого измерительного канала плотности нефтепродукта при периодической поверке в условиях эксплуатации определять методом непосредственного сличения значений средней плотности нефтепродукта в соответствующем резервуаре по показаниям системы с данными о плотности нефтепродукта, полученными по результатам измерений плотности эталонным средством измерений.

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

6.6.2.1 В качестве эталонного средства измерений плотности использовать погружной плотномер ПЛОТ-3Б. Измерения выполнять в соответствии с его руководством по эксплуатации. Измерения выполнять одновременно с измерениями температуры нефтепродукта по п. 6.5.2.5 (однократно на каждом из уровней нефтепродукта).

6.6.2.1.1 Допускается в качестве эталонных использовать значения плотности по результатам измерений лабораторным плотномером на отобранной объединённой пробе в соответствии с п.п. 6.6.2.2.1 и 6.6.2.2.2.

6.6.2.2 Измерения плотности 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  $\pm 15 \%$ .

6.6.2.2.1 При необходимости выполнения эталонных измерений плотности нефтепродукта лабораторным плотномером (см. п.6.6.2.1.1) на каждом из уровней отбирать пробы нефтепродукта из резервуара пробоотборником в соответствии с требованиями ГОСТ 2517. Из трёх отобранных проб составить объединённую пробу нефтепродукта.

6.6.2.2.2 Измерения плотности нефтепродукта на объединённой пробе выполнять автоматическим лабораторным плотномером 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 (например, если температура рабочей среды не соответствует диапазону задания температуры в измерительной ячейке плотномера) результат измерения 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».

6.6.2.3 Рассчитать значение абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродуктов  $\Delta\rho_n$  по формуле (5).

6.6.2.4 Результаты проверки считаются положительными, если полученное значение абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта не превышает  $\pm 1,0 \text{ кг/м}^3$ .

## 7 Оформление результатов поверки

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

7.2 При положительных результатах поверки на систему оформляют свидетельство о поверке в установленном порядке.

### 7.2 (Измененная редакция. Изм.№ 1)

7.3 При отрицательных результатах поверки оформить извещение о непригодности в установленном порядке с указанием причин. Свидетельство о предыдущей поверке аннулируется.

### 7.3 (Измененная редакция. Изм.№ 1)

Начальник управления метрологии ЗАО КИП «МЦЭ»



В.С. Марков