

**УТВЕРЖДАЮ**  
(в части п. 6.6)

**Заместитель директора  
по производственной  
метрологии ФГУП «ВНИИМС»**



**Н.В. Иванникова**

2018 г.

**УТВЕРЖДАЮ**

**Генеральный директор  
ЗАО КИП «МЦЭ»**



**А.В. Федоров**

2018 г.

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
**Системы измерений массы нефтепродуктов FAFNIR серии VISY-X**

**Методика поверки**

**МЦКЛ.0229.МП**

**г. Москва**

Настоящая методика поверки распространяется на системы измерений массы нефтепродуктов FAFNIR серии VISY-X (далее – система) предназначенные для непрерывных измерений уровня, температуры, плотности, объема и массы светлых нефтепродуктов (далее - нефтепродукты) и сжиженных углеводородных газов (СУГ) с учетом массы паровой фазы, уровня и температуры подтоварной воды в резервуарах автозаправочных станций (далее - АЗС) и нефтебаз, 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 метрологические службы юридических лиц, аккредитованные на право поверки в соответствии с действующим законодательством.

Поверка производится для всех измерительных каналов (ИК) систем.

Интервал между поверками четыре года.

## 1 Операции поверки

1.1 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	да	да
4 Определение абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды	6.4	да	да
5 Определение абсолютной погрешности измерений температуры нефтепродукта	6.5	да	да
6 Определение абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта и СУГ	6.6	да	да
7 Определение приведенной погрешности измерений абсолютного давления	6.7	да	да
8 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, диапазон измерений уровня от 0 до 5000 мм, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,3$  мм;

- рабочий эталон единицы длины 2 разряда по ГОСТ Р 8.763-2011, лента измерительная с грузом (далее - рулетка с грузом, рулетка), с диапазоном измерений длины от 0,001 до 5 м, с погрешностью не более  $\pm (2 + 2 \cdot L)$  мкм, где L – число полных и неполных метров измеренных уровней;

- лупа типа ЛИ по ГОСТ 25706-83 с увеличением  $10^{\times}$ ;

- рабочий эталон единицы плотности 1 разряда по ГОСТ Р 8.024-2002, измеритель плотности жидкостей вибрационный ВИП-2МР (далее – ареометр), регистрационный № 27163-09, диапазон измерений плотности от 650 до 2000 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,1$  кг/м<sup>3</sup>;

- рабочий эталон единицы температуры 3 разряда по ГОСТ 8.558-09, термометр цифровой малогабаритный типа ТЦМ 9410Ех/М1 в комплекте с термопреобразователем ТТЦ01И-180 (далее – ТЦМ 9410), регистрационный номер 68355-17, диапазон измерений температуры от минус 50 до плюс 200 °С, пределы допускаемой погрешности  $\pm (0,05 + 0,0005 \cdot |t|)$ ;

- рабочий эталон единицы избыточного давления 3 разряда по ГОСТ 8.802-2012, калибратор давления портативный Метран 502-ПКД-10П (далее – Метран 502-ПКД-10П), регистрационный номер 26014-03, диапазон измерений избыточного давления от минус 0,1 до плюс 2,5 МПа, с пределом допускаемой приведенной погрешностью  $\pm 0,15$  %;

- термометр стеклянный для испытаний нефтепродуктов ТИН5 и ТИН10 (далее – термометр ТИН), регистрационный номер 38484-08;

- ГСО 10209-2013 Стандартный образец плотности сжиженных углеводородов ПСУГ-П (далее – ГСО плотности пропана), интервал допускаемых аттестованных значений от 484 до 510 кг/м<sup>3</sup>, абсолютная погрешность  $\pm 0,1$  кг/м<sup>3</sup> при  $P = 0,95$ , давлении от 1,4 до 1,6 МПа и температуре от плюс 15 до плюс 30 °С;

- ГСО 10210-2013 Стандартный образец плотности сжиженных углеводородов ПСУГ-Б (далее – ГСО плотности бутана), интервал допускаемых аттестованных значений от 567 до 585 кг/м<sup>3</sup>, абсолютная погрешность  $\pm 0,1$  кг/м<sup>3</sup> при  $P = 0,95$ , при давлении от 0,9 до 1,1 МПа и температуре от плюс 15 до плюс 30 °С;

- ГСО 10211-2013 Стандартный образец плотности сжиженных углеводородов ПСУГ-ПБ (далее – ГСО плотности пропан-бутана), интервал допускаемых аттестованных значений от 500 до 570 кг/м<sup>3</sup>, абсолютная погрешность  $\pm 0,1$  кг/м<sup>3</sup> при  $P = 0,95$ , при давлении от 1,4 до 1,6 МПа и температуре от плюс 15 до плюс 30 °С;

- пробоотборник для нефтепродуктов по ГОСТ 2517-2012;

- пробоотборник для СУГ по ГОСТ Р 55609-2013;

- термогигрометр «ИВА-6» (регистрационный номер 46434-11).

2.2 Допускается применение аналогичных СИ и вспомогательного оборудования, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых систем с требуемой точностью

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

### **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 в соответствии с РД 39-0147103-354-89.

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 ИК уровня нефтепродукта и подтоварной воды с применением 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 поведении измерений, должны быть во взрывозащищённом исполнении для группы взрывоопасных смесей категории ПВ-ТЗ по ГОСТ 12.1.011-78 и предназначены для эксплуатации на открытом воздухе.

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 взрывозащищённом исполнении.

3.9 К работам по поверке ИК 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;
- температура окружающего воздуха:
  - в лаборатории<sup>1</sup> (20 ± 5) °С;
  - на месте эксплуатации в соответствии с условиями эксплуатации средств поверки;
- относительная влажность от 30 до 80 %;
- атмосферное давление (от 80 до 106) кПа;

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

#### 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.

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

5.1.2 Рассчитывают абсолютные значения уровней заполнения резервуаров в мм, соответствующие 20%, 50% и 80% заполнения резервуара нефтепродуктом с отклонением не более ± 15%.

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

5.1.4 При поверке системы на месте эксплуатации с применением рулетки с грузом:

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

<sup>1</sup> Температура в лаборатории – для применения стандартных образцов плотности сжиженных углеводородов может быть в диапазоне от 15 до 30 °С.

## 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 проверять 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 ИК уровня 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.

6.2.4 При опробовании ИК температуры и плотности нефтепродукта все датчики температуры должны быть погружены в нефтепродукт. При этом на дисплее контроллера или на экране подключенного к нему компьютера должны отображаться значения температуры нефтепродукта, измеряемые всеми термисторами (термодатчиками), а также значения плотности нефтепродукта (для всех зондов, оснащённых датчиком плотности).

6.2.5 При опробовании ИК давления в резервуаре должно быть избыточное (атмосферное) давление. При этом на дисплее контроллера или на экране подключенного к нему компьютера должно отображаться значение абсолютного давления паров нефтепродукта, измеряемое датчиком давления (для систем, оснащённых датчиком давления).

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

### 6.3 Проверка соответствия программного обеспечения

6.3.1 Встроенное программное обеспечение (ПО) должно иметь идентификационное наименование и номера версий, указанные в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	vi 4 2 3 6 s 0024.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже V4.2.3.6
Цифровой идентификатор ПО	- *

\* Данные недоступны, т.к. ПО не может быть модифицировано, загружено или считано через любой интерфейс

6.3.2 Результаты проверки считаются положительными, если идентификационные данные встроенного ПО, соответствуют указанным в таблице 2.

### 6.4 Определение абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды

6.4.1 Определение абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта (СУГ) и подтоварной воды при первичной поверке и периодической поверке в поверочной лаборатории

6.4.1.1 Для определения абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды при проведении первичной поверки и периодической поверки в поверочной

лаборатории необходимо использовать следующие средства поверки, указанные 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.

6.4.1.2 При первичной поверке и периодической поверке с использованием поверочных уровнемерных установок с имитацией изменения уровня жидкости или установок с непосредственным изменением уровня жидкости определение абсолютной погрешности каждого ИК уровней нефтепродукта и подтоварной воды производить в соответствии с порядком, предусмотренным в руководстве по эксплуатации соответствующей установки.

6.4.1.3 Абсолютную погрешность измерений уровня определять при пяти значениях уровня нефтепродукта и трех значениях уровня подтоварной воды, равномерно распределённых по всему диапазону измерений, при повышении и понижении уровня нефтепродукта и подтоварной воды в последовательности, описанной ниже.

6.4.1.4 Вычислить значения абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды ( $\Delta H_{jH(ПТВ)}$ ) для каждого  $j$ -го значения уровня каждого ИК системы 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;

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

$H_{jH(ПТВ)}^Э$  - 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.

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

- для измерений уровня нефтепродукта  $\pm 1,0$  мм;

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

6.4.2 Определение абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды при периодической поверке системы на месте эксплуатации

Для определения абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды при проведении периодической поверки системы на месте эксплуатации, в резервуаре с нефтепродуктами необходимо использовать рулетки с грузом.

6.4.2.1 Определение абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта

6.4.2.1.1 Абсолютную погрешность измерений 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  $\pm 15\%$ . Начинать измерения можно с любого из трёх установленных уровней заполнения резервуара. Во время выполнения измерений не должны производиться технологические слив 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.

6.4.2.1.2 Произвести измерение  $j$ -ого уровня нефтепродукта в резервуаре с помощью си-

стемы ( $H_{jH}^C$ ) полученный результат зарегистрировать.

6.4.2.1.3 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 измерения 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.

6.4.2.1.4 Повторить измерения для двух следующих значений уровня нефтепродукта в резервуаре, соответствующих указанным в свидетельстве о поверке рулетки, по методике п. 6.4.2.1.2 и п. 6.4.2.1.3.

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

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

6.4.2.2 Определение абсолютной погрешности измерений уровня подтоварной воды

6.4.2.2.1 Абсолютную погрешность поверяемого 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 с грузом. Во время измерений нельзя производить слив или наполнение резервуара нефтепродуктом.

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

6.4.2.2.3 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 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.

6.4.2.2.4 Измерение уровня подтоварной воды в резервуаре с помощью рулетки ( $H_{ЛПВ}^Э$ ) проводить в порядке, описанном в п. 6.4.2.1.2 и п. 6.4.2.1.3 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.

6.4.2.2.5 Вычислить абсолютную погрешность измерений уровня подтоварной воды по

формуле (1).

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

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

6.5 Определение абсолютной погрешности измерений температуры нефтепродукта

6.5.1 Определение абсолютной погрешности измерений температуры при первичной и периодической поверке в поверочной лаборатории

6.5.1.1 При первичной и периодической поверке в поверочной лаборатории датчик ТЦМ 9410 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 ТЦМ 9410 теплоизолировать.

6.5.1.2 Для определения абсолютной погрешности измерений температуры начинать измерения не менее чем через 20 минут после размещения датчика ТЦМ 9410 по длине зонда. Зарегистрировать полученные значения измерений температуры с помощью системы и показания ТЦМ 9410 (не менее трех раз, с интервалом не менее 10 секунд).

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

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

где  $\bar{t}_c$  и  $\bar{t}_s$  - среднее значение температуры по результатам измерений температуры системой и ТЦМ 9410 соответственно, °С.

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

6.5.2 Определение абсолютной погрешности измерений температуры при периодической поверке на резервуаре с нефтепродуктом

6.5.2.1 Абсолютную погрешность измерений температуры нефтепродукта при периодической 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 термометром ТИН. 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. Допускается проводить измерения при двух значениях уровня заполнения резервуара.

6.5.2.2 Измерения температуры нефтепродукта в резервуаре термометром ТИН выполнять, погружая термометр ТИН (расположенный в пробоотборнике) в нефтепродукт на уровни термисторов зондов (однократно на каждом уровне).

Измерения проводят от нижнего уровня к верхнему. После погружения термометра ТИН в нефтепродукт перед снятием показаний его выдерживают для стабилизации температуры на каждом уровне измерений не менее 20 минут.

Результаты измерений температуры считывают с точностью до половины цены деления термометра ТИН.

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

6.5.2.4 Данные о высоте уровня заполнения соответствующего резервуара предваритель-



но 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 термометр ТИН в проботборнике в резервуар через горловину до момента касания днища или опорной плиты. После этого поднимают проботборник с термометром ТИН на высоту уровня установки нижнего термистора зонда и выдерживают не менее 20 мин для стабилизации температуры. После выдержки термометра ТИН, проботборник закрыть и извлечь из резервуара. Произвести регистрацию результата измерений температуры, не позже 30 секунд после закрытия проботборника, для поверяемого ИК температуры и термометром ТИН (термометр ТИН при этом не вынимать из проботборника). Выполнить эти измерения три раза.

6.5.2.6 Повторить измерения на уровнях установки термисторов зондов, выдерживая термометр ТИН на каждом уровне измерений не менее 20 минут.

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

$$\bar{t}_{\text{ок}} = \sum_{i=1}^n t_i / n_i, \quad (3)$$

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

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

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

$$\Delta t_k = t_k - \bar{t}_{\text{ок}}, \quad (4)$$

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

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

## 6.6 Определение абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта и СУГ

Измерения выполнять для ИК, соответствующих зондам, оснащенных модулем измерений плотности нефтепродуктов или СУГ.

### 6.6.1 Определение абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта при первичной и периодической поверке в поверочной лаборатории

6.6.1.1 Каждый зонд системы, с модулем плотности нефтепродуктов (далее - поплавки 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.

6.6.1.2 Произвести измерение и регистрацию показаний плотности с помощью системы. Одновременно произвести измерение температуры с помощью контрольного термометра ТИН, измеряющего температуру на уровне нахождения поплавка плотности. Произвести отбор пробы из сосуда с уровня нахождения поплавка плотности с помощью проботборника в соответствии

с требованиями ГОСТ 2517-2012.

6.6.1.3 Произвести измерение плотности с помощью ареометра при температуре измеренной с помощью термометра ТИН по методике п. 6.6.1.2.

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

6.6.1.5 Для каждого  $i$ -го ИК измерений плотности нефтепродукта вычислить значение 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 ареометром, кг/м<sup>3</sup>.

6.6.1.6 Результаты поверки считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта для всех ИК системы, оснащенных поплавком плотности, не превышают  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>.

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

6.6.2.1 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 ареометром.

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

6.6.2.2 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  $\pm 15\%$ . Допускается проводить измерения при двух значениях уровня заполнения резервуара.

Отбор пробы нефтепродукта из резервуара производить пробоотборником в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 для резервуара соответствующего типа и уровня наполнения. Из трёх отобранных проб составить объединённую пробу нефтепродукта.

Допускается совмещать данную операцию с операцией по п. 6.5.2.

6.6.2.3 Измерения плотности нефтепродукта на объединённой пробе выполнять ареометром при температуре, соответствующей температуре нефтепродукта на уровне нахождения поплавка плотности в резервуаре системы.

6.6.2.4 Для этого поместить термометр ТИН в пробоотборник и произвести операции по измерению плотности по аналогии с операциями по измерению температуры по методике п. 6.5.2.5, для среднеарифметического трех результатов измерений температуры.

Примечание - 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».

6.6.2.5 Абсолютную погрешность измерений плотности нефтепродукта вычислить по формуле (5).

6.6.2.6 Результаты поверки считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений плотности нефтепродукта для всех ИК системы, оснащенных поплавком плотности, не превышают  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>.

### 6.6.3 Определение абсолютной погрешности измерений плотности СУГ при первичной и периодической поверке в поверочной лаборатории

6.6.3.1 Для проведения первичной и периодической поверки в поверочной лаборатории абсолютную погрешность измерений плотности СУГ необходимо применять специальную установку (приложение А).

6.6.3.2 Для осуществления поверки используются ГСО плотности пропана (бутана и пропан-бутана), значения плотности которых соответствуют диапазону измерений плотности СУГ, поверяемого ИК плотности системы.

6.6.3.3 Перед проведением поверки модуль плотности для СУГ поверяемой системы должен быть установлен на поверяемый зонд.

6.6.3.4 Определение погрешности производить по следующей методике:

- испытательный сосуд установки с установленным в нем поверяемым зондом в нем должен быть вертикально жестко закреплен;
- подключить трубопровод жидкой фазы СУГ испытательного сосуда установки к сосуду с ГСО, проверить герметичность соединений, и после этого открыть вентили 1 (подачи жидкой фазы СУГ) и 2 (паровой фазы СУГ) соединенного с атмосферой;
- после заполнения испытательного сосуда на уровень 50 мм выше уровня всплытия поплавок плотности (контроль через стеклянное окно на боковой поверхности испытательного сосуда), закрыть оба вентиля 1 и 2. Отключить испытательный сосуд от сосуда с ГСО;
- обеспечить температуру нахождения испытательного сосуда с ГСО соответствующую условиям воспроизведения плотности ГСО (при необходимости поместить в климакамеру). Выдержать испытательный сосуд с ГСО при этой температуре до установления в нем равновесного состояния жидкой и газовой фазы.

Равновесное состояние – когда в течении 20 минут, температура не должна изменяться более чем на  $\pm 0,1$  °С, давление не должно изменяться более чем  $\pm 10$  кПа, а уровень СУГ ГСО плотности, не должен изменяться более чем на  $\pm 1$  мм. Уровень и температура контролировать по показаниям ИК уровня и температуры, а давление по показаниям манометра установки.

6.6.3.5 При соответствии давления и температура в испытательном сосуде, указанным в паспорте ГСО, плотности произвести регистрацию результатов измерения плотности по показаниям ИК плотности системы один раз через каждую минуту в течении трех минут.

Примечание – Для обеспечения необходимых условий применения ГСО плотности допускается применять камеру тепла и холода, если позволяет длина зонда.

6.6.3.6 Вычислить среднее арифметическое значение измеренной плотности СУГ с помощью ИК плотности системы по формуле

$$\bar{\rho}_{н.с.и} = \frac{\sum_{i=1}^3 \rho_i}{3}. \quad (6)$$

6.6.3.7 Абсолютную погрешность измерений плотности СУГ вычислить по формуле (7)

$$\Delta\rho_{н.и} = \bar{\rho}_{н.с.и} - \rho_{ГСО}, \quad (7)$$

где  $\rho_{ГСО}$  - значение плотности ГСО по паспортным данным.

6.6.3.8 Результаты поверки считаются положительными, если все полученные значения абсолютной погрешности измерений плотности СУГ для всех ИК системы, оснащенных модулем плотности, не превышают  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>.

6.6.4 Определение абсолютной погрешности измерений плотности СУГ при периодической поверке на резервуаре с СУГ

6.6.4.1 Абсолютную погрешность измерений плотности СУГ определять, методом непосредственного сличения значений плотности СУГ в соответствующем резервуаре по показаниям системы с данными о плотности СУГ, полученными по результатам измерений плотно-

сти отобранной пробы СУГ в лаборатории с помощью ареометра.

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

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

Отбор пробы СУГ из резервуара производить пробоотборником в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55609-2013 для резервуара соответствующего типа и уровня наполнения.

6.6.4.3 Измерения плотности СУГ каждой из трех проб выполнять с помощью ареометра при температуре, соответствующей температуре СУГ на уровне нахождения поплавка плотности в резервуаре системы.

По результат измерений плотности трёх отобранных проб вычислить среднее значение плотности СУГ.

6.7 Определение приведенной погрешности измерений абсолютного давления

6.7.1 Определение приведенной погрешности измерений абсолютного давления (далее - ИКД)  $\gamma_{ИКД}$  проводят по методике, изложенной п. 6.7.2 и рассчитывают по формуле (8) в лабораторных условиях

$$\gamma_{ИКД(i)} = \frac{P_{изм i} - P_{эт i}}{D_{изм}} \cdot 100 \% \quad (8)$$

где  $P_{изм(i)}$  – значение абсолютного давления (отображается на встроенном дисплее консоли VISY-Command), соответствующее измеряемой контрольной точке «i», бар;

$P_{эт(i)}$  – значение абсолютного давления (по показаниям Метран 502-ПКД-10П), соответствующее воспроизводимой контрольной точке «i», бар;

$D_{изм}$  – диапазон измерений абсолютного давления (от 0 до 25 бар), бар.

6.7.2 С помощью Метран 502-ПКД-10П воспроизводят давление, соответствующее контрольной точке «i» ( $P_{эт(i)}$ ), после стабилизации показаний заносят значения  $P_{изм(i)}$  и  $P_{эт(i)}$  в протокол испытаний. Определение метрологических характеристик производят при пяти значениях измеряемого абсолютного давления – контрольные точки ( $i_1 = 0$  бар;  $i_2 = 6,25$  бар;  $i_3 = 12,5$  бар;  $i_4 = 18,75$  бар;  $i_5 = 25$  бар), при воспроизведении от меньших значений к большим ( $i_1 \rightarrow i_2 \rightarrow i_3 \rightarrow i_4 \rightarrow i_5$ ), так и от больших к меньшим ( $i_5 \rightarrow i_4 \rightarrow i_3 \rightarrow i_2 \rightarrow i_1$ ), при прямом и обратном ходе. Допускается воспроизводить иные контрольные точки ( $i_1, i_2, i_3, i_4, i_5$ ), отличающиеся от указанных не более чем на 0,25 бар, но не выходящие за диапазон измерений.

6.7.3 Определение приведенной погрешности ИКД в лабораторных условиях проводят в соответствии с п.п. 6.7.1 и 6.7.2 при условиях окружающей и измеряемой среды соответствующим п. 4.1 настоящего документа.

6.7.4 Результаты определения приведенной погрешности измерений абсолютного давления ИКД считаются положительными, если в каждой контрольной точке выполняется условие  $\delta_{ИКД(i)} \leq \delta_{Допуск}$ , где  $\delta_{Допуск}$  – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений абсолютного давления ИКД ( $\pm 0,4$  %).

## 7 Оформление результатов поверки

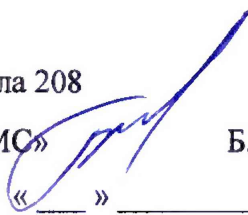
7.1 Экспериментальные результаты, полученные при поверке, оформляют протоколами произвольной формы.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» или соответствующую запись в паспорте системы.

7.3 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают «Извещение о непригодности к применению» с указанием причин в соответствии с приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Начальник отдела 208

ФГУП «ВНИИМС»

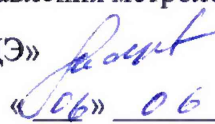


Б.А. Иполитов

«    »      2018 г.

Начальник управления метрологии

ЗАО КИП «МЦЭ»



В.С. Марков

«06» 06 2018 г.

Инженер отдела 208

ФГУП «ВНИИМС»

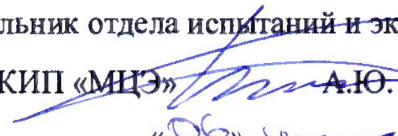


Д.П. Ломакин

«05» 06 2018 г.

Начальник отдела испытаний и экспертизы

ЗАО КИП «МЦЭ»

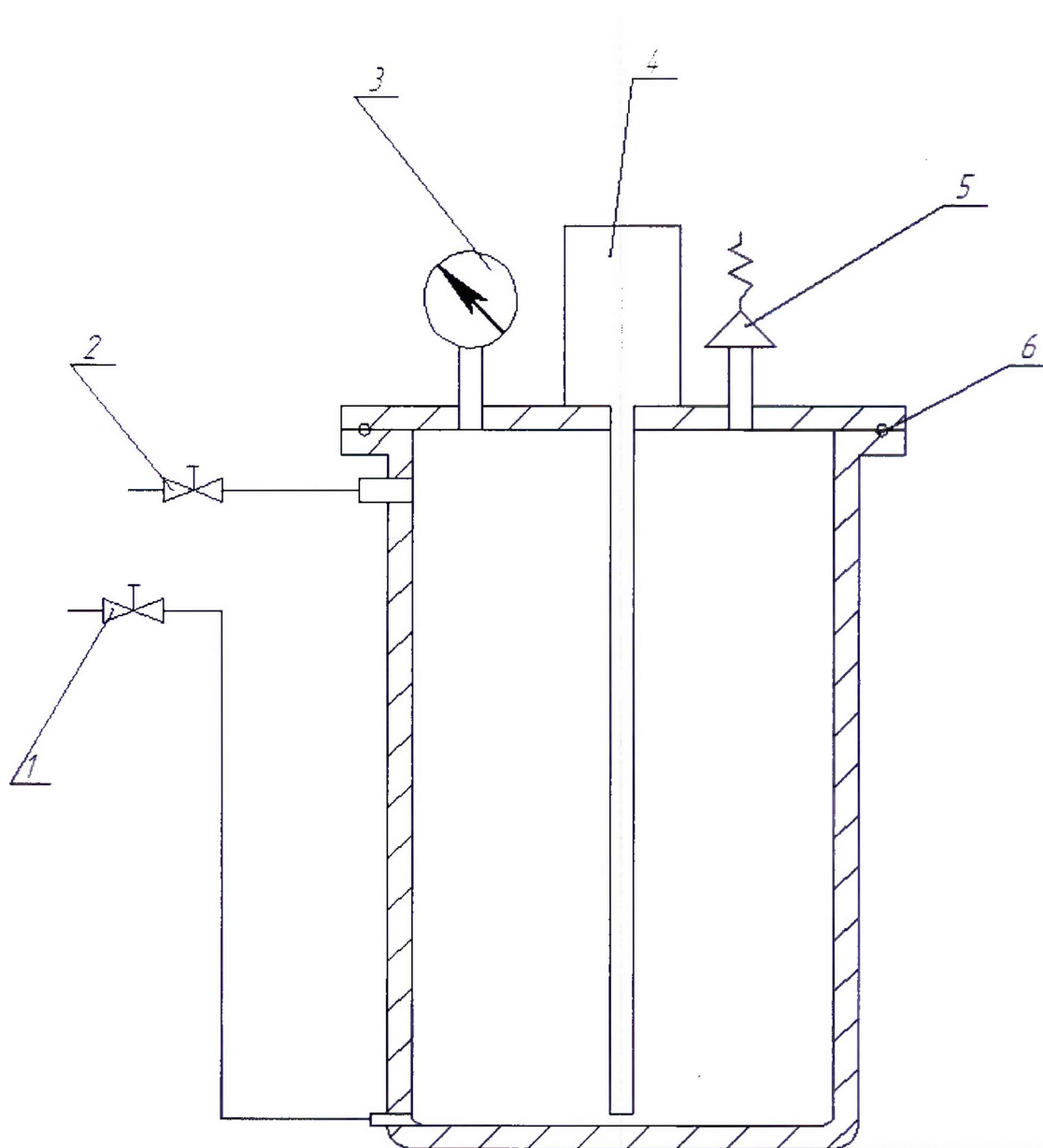


А.Ю. Поддубный

«06»          2018 г.

Приложение А  
(обязательное)

Схема установки для определения погрешности измерений плотности СУГ



- 1 – трубопровод жидкой фазы с вентилем; 2 – трубопровод газовой фазы с вентилем;  
3 – манометр абсолютного давления с диапазоном измерений от 0 до 2,5 МПа;  
4 – технологический зонд; 5 – предохранительный клапан на 1,6 МПа;  
6 – уплотнитель крышки сосуда для СУГ

Рисунок А.1 - Установка для определения погрешности измерений плотности СУГ