

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии
(Росстандарт)
Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний
в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра,
Ямало-Ненецком автономном округе»
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель руководителя
ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»
Заместитель директора по метрологии

Р.О. Сулейманов

« 16 » апреля 2014 г.



И Н С Т Р У К Ц И Я

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ И ОБЪЕМА НЕФТЕПРОДУКТОВ
В РЕЗЕРВУАРАХ ТОВАРНОГО ПАРКА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ
УСТАНОВКЕ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ ООО «КНПЗ»

Методика поверки

Тюмень
2014 г.

Разработана



ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Инженер по метрологии

М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерения массы и объема нефтепродуктов в резервуарах товарного парка на технологической установке переработки нефти ООО «КНПЗ» (далее – система).

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки системы. Интервал между поверками – 2 года.

1 ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

Операции и средства поверки представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Операции и средства поверки

Наименование	Ссылка на пункт методики поверки	Эталоны и средства и поверки
Внешний осмотр	5.1	Визуальный осмотр
Опробование	5.2	В соответствии с эксплуатационной документацией
Поверка средств измерений, входящих в состав системы	5.3.1	Лента измерительная Р30Н2К ГОСТ 7502-98; Рулетка измерительная металлическая с грузом Р30Н2К ГОСТ 7502-98; Нивелир с рейкой по ГОСТ 10528; Термометр электронный лабораторный ЛТ-300, диапазон измеряемых температур от минус 50 до плюс 300 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности в диапазоне температур от минус 50 до плюс 199,9 °С - $\pm 0,05$ °С; Калибратор электрических сигналов UPS-III, класс точности $\pm 0,01$ %; Калибратор вольтметр универсальный В1-28; Магазин сопротивлений Р4831, класса точности 0,02; Мановакууметр МВП-2,5 класс точности 0,02 ТУ 20-45-78; Манометр (пресс) избыточного давления грузопоршневой МП-60 класс точности 0,02 ГОСТ 8291-83; Камера температурная модели 3216/16 фирмы «Feutron Klimasimulation gmbh» диапазон воспроизводимых температур от минус 70 до плюс 180 °С.
Определение относительной погрешности системы при измерении объема нефтепродуктов	5.3.2	Расчетный метод
Определение относительной погрешности системы при измерении массы нефтепродуктов	5.3.3	Расчетный метод
Примечание – Возможно использование других эталонов с характеристиками не хуже указанных выше утвержденных в установленном порядке и внесенных в государственный реестр средств измерений.		

2 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

2.1 К выполнению измерений и обработке их результатов допускают лиц, достигших 18 лет, имеющих квалификацию оператора не ниже 4-го разряда, прошедших обучение и проверку знаний требований охраны труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004, годных по состоянию здоровья и ознакомленных с настоящей Рекомендацией.

Лица, выполняющие измерения, должны:

- соблюдать требования по охране труда, промышленной и экологической безопасности и правила пожарной безопасности, распространяющиеся на объект, на котором проводят измерения;

- выполнять измерения в специальной одежде и обуви в соответствии с ГОСТ 12.4.111, ГОСТ 12.4.112, ГОСТ 12.4.137.

Выполнение измерений проводят в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

- в области охраны труда и промышленной безопасности - ПБ 09-560-03 «Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов», ПОТ РМ 021-2002 «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз, складов ГСМ, стационарных и передвижных автозаправочных станций»;

- в области соблюдения безопасной эксплуатации электроустановок - ПОТ Р М-016-2001 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»;

- в области охраны окружающей среды и атмосферного воздуха - Федеральными законами «Об охране окружающей среды», «Об охране атмосферного воздуха» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

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

Площадка, на которой установлены резервуары, должна содержаться в чистоте, без следов нефтепродукта, и быть оборудована первичными средствами пожаротушения. Не допускается выбросов и выделений нефтепродуктов в окружающую среду.

2.3 Для освещения применяют светильники во взрывозащищенном исполнении. Переносные светильники включают и выключают за земляным валом или ограждением резервуарного парка. Защита от статического электричества должна соответствовать требованиям правил «Правила защиты от статического электричества в производстве химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности», утвержденные Министерством нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности 31.01.72 г..

2.4 При выполнении работ по отбору проб следует соблюдать требования безопасности, регламентируемые ГОСТ 2517, в том числе:

- переносные пробоотборники должны быть изготовлены из материала, не образующего искр при ударе (алюминия, бронзы, латуни и др.);

- для крепления переносного пробоотборника используют гибкие, не дающие искр, металлические тросики. При применении шнуров (веревки и т.д.) из неэлектропроводных материалов на их поверхности должен быть закреплен многожильный, не дающий искр, неизолированный металлический проводник, соединенный с пробоотборником. Перед отбором проводник должен заземляться с элементами РГС.

2.5 Электрооборудование (СИ, ИС и вспомогательные устройства), применяемое при выполнении измерений, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении, соответствующем классу взрывоопасной зоны по ГОСТ Р 51330.9 места применения, отвечать требованиям ГОСТ 22782.0, ГОСТ Р 51330.0, иметь разрешение Ростехнадзора, полученное на основании заключения экспертизы промышленной безопасности на применение во взрывоопасных зонах.

3 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

3.1 Поверку системы проводят в следующих условиях:

Температура окружающего воздуха, °С	+5...+35
Атмосферное давление, кПа	86..106,7
Относительная влажность окружающего воздуха, %	80
Изменение температуры в течение поверки, не более, 0С	5
Напряжение электрической сети	220 (+ 10 – 15 %)
Частота тока, Гц	50 ± 1
Допускается проводить поверку в условиях эксплуатации.	

4 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

4.1 Подготовка к выполнению измерений проводится в соответствии с технической документацией на СИ и другие технические средства, применяемые при измерениях.

4.2 При подготовке к выполнению измерений выполняют следующее:

- Проверяют включенное состояние оборудования и наличие напряжения питания.
- Проверяют исправность пробоотборника и его комплектность. При наличии загрязнения переносной пробоотборник протирают бензином и просушивают.
- Проверяют состояние оборудования, герметичность фланцевых соединений, контролируют отсутствие утечек нефтепродукта, отсутствие посторонних шумов и вибраций на измерительных линиях, исправность СИ, целостность пломб и клейм.

5 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

5.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие системы следующим требованиям:

- состав и комплектность системы должна соответствовать технической документации;
- надписи и обозначения на элементах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации;
- на элементах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- средства измерений должны иметь свидетельства о поверке и опломбированы в установленных местах.

5.2 Опробование

При опробовании проверяют работоспособность средств измерений системы в соответствии с требованиями, установленными в технической документации на средства измерений без определения метрологических характеристик.

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях системы.

Проверку соответствия программного обеспечения (далее – ПО) проводят сверкой идентификационных наименований и номеров версии ПО с наименованием и номером версии, указанным в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	view.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10.5.001

Результаты внешнего осмотра считают удовлетворительными, если идентификационное наименование и номер версии ПО соответствуют данным указанным в таблице 2.

5.3 Определение метрологических характеристик

5.3.1 Поверка средств измерений, входящих в состав системы

– Поверку уровнемеров поплавковых ДУУ4МА производят в соответствии с УНКР.407631.004 МП «Уровнемеры поплавковые ДУУ4МА. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС.

– Поверку резервуаров РГС 200 проводят в соответствии с ГОСТ 8.346-200 «ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки».

– Поверку резервуаров РВС 400 проводят в соответствии с ГОСТ 8.570-200 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

– Поверку контроллера промышленного комбинированного ГАММА-11 проводят в соответствии с УНКР.466514.014 МП «Контроллер промышленный комбинированный ГАММА-11. Методика поверки».

5.3.2 Определение относительной погрешности системы при измерении объема нефтепродуктов

Относительную погрешность измерения объема нефтепродуктов (δV), %, вычисляют по формуле:

$$\delta V = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + (\beta \cdot 100)^2 \cdot \Delta t_v^2} \quad (1)$$

где δV – относительная погрешность измерения объема нефтепродуктов (δV) в РГС при условиях измерений объема, %;

β – коэффициент объемного расширения нефтепродуктов по таблице А.1 ГОСТ Р 8.595-2004;

Δt_v – абсолютные погрешности измерения температуры нефтепродуктов при измерениях объема, °С;

Относительную погрешность измерения объема нефтепродуктов (δV) в РГС при условиях измерения объема, %, вычисляют по формуле:

$$\delta V = \pm \sqrt{\delta K^2 + \delta H^2} \quad (2)$$

где δK – относительная погрешность составления градуировочной таблицы РГС, %;

δH – относительная погрешность измерения уровня нефтепродукта (величина уровня жидкости в РГС)

Результат считают положительным, если значение относительной погрешности измерения объема нефтепродуктов не превышает значения $\pm 0,4$ %.

5.3.3 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нефтепродуктов

Относительную погрешность измерения массы нефтепродуктов (δM), %, вычисляют по формуле

$$\delta M = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + \delta \rho^2 + \delta t^2 + \delta N^2} \quad (3)$$

где δV – относительной погрешности измерения объема нефтепродуктов в РГС при условиях измерения объема, %

$\delta \rho$ – относительная погрешность измерения плотности нефтепродуктов, %, вычисляемая по формуле::

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho} \cdot 100 \quad (4)$$

$\Delta \rho$ – абсолютная погрешность определения плотности, кг/м^3 ;

ρ – значение результата измерения плотности нефтепродуктов, кг/м^3 ;

δt – составляющая относительной погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %

$$\delta t = \beta \cdot 100 \cdot \Delta t \quad (5)$$

β – коэффициент объемного расширения нефтепродуктов по таблице А.1 ГОСТ Р 8.595-2004;

Δt_v – абсолютные погрешности измерения температуры нефтепродуктов при измерениях объема, $^{\circ}\text{C}$;

δN – относительная погрешность средства обработки результатов измерений, %.

Результат считают положительным, если значение относительной погрешности измерения массы нефтепродуктов не превышает значения $\pm 0,5$ %.

6 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

6.1 Система, прошедшая поверку с положительными результатами, допускается к применению. На нее оформляется свидетельство о поверке в соответствии с Правилами по метрологии ПР 50.2.006-94.

6.2 В случае отрицательных результатов поверки система к эксплуатации не допускается, оттиск поверительного клейма гасят, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности.

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

[illegible]