

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие

"Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии"

Государственный научный метрологический центр

ФГУП "ВНИИР"

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора по развитию
А.С. Тайбинский
" 31 " марта 2017 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

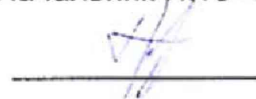
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ 103 ПСП НПС-21 "СКОВОРОДИНО"

Методика поверки

МП 0504-14-2016

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. (843) 299-70-52

Казань
2017

1 РАЗРАБОТАНА	ФГУП "ВНИИР"
ИСПОЛНИТЕЛИ	Фаткуллин А.М.
2 УТВЕРЖДЕНА	ФГУП "ВНИИР"
3 ВВЕДЕНА	ВПЕРВЫЕ

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и (или) распространен без разрешения ФГУП "ВНИИР".

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений "Система измерений количества и показателей качества нефти № 103 ПСП НПС-21 "Сковородино" (далее – система) и устанавливает методику её первичной и периодической поверок.

Первичная поверка системы выполняется, согласно части 1 ст. 13 Федерального закона "Об обеспечении единства измерений" от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и приказа Минпромторга России от 2 июля 2015 г. №1815, до ввода её в эксплуатацию, а также после её ремонта.

Периодическая поверка системы выполняется в процессе её эксплуатации.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 "ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения".

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки системы выполняют операции поверки:

- внешний осмотр (6.1);
- подтверждение соответствия программного обеспечения (6.2);
- опробование (6.3);
- определение (контроль) метрологических характеристик (6.4);
- контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти (6.4.1);
- контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти (6.4.2).

1.2 Поверку системы прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

2 Средства поверки

2.1 При поверке преобразователя расхода жидкости турбинного MVTM D_y от 2" до 16" модели D_y 10" (далее – ТПР) на месте эксплуатации системы применяют установку поверочную трубопоршневую двунаправленную по ГОСТ 8.510–2002 "ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости", диапазон от 200 до 2100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 20054-06.

2.2 При поверке преобразователя плотности жидкости измерительного (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835 на месте эксплуатации системы применяют установку пикнометрическую, диапазон определения плотности от 650 до 1100 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,1 кг/м³.

2.3 При поверке других средств измерений, входящих в состав системы, применяют средства поверки в соответствии с их методиками поверки.

2.4 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

3 Требования к квалификации поверителей

3.1 Поверку системы проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие руководство по эксплуатации на поверяемую систему и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

3.3 Поверитель должен пройти обучение в соответствии с приказом Росстандарта № 2938 от 17 июня 2011 г.

4 Требования безопасности

4.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности;
- Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21 июля 1997 г.;
- "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации;
- "Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок", утвержденные приказом Минтруда России от 24 июля 2013 г. № 328н;
- "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) потребителей".

5 Условия поверки

При проведении поверки системы характеристики системы и характеристики измеряемой среды должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 1.

Соответствие характеристик нефти таблице 1 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон динамических измерений массы (объёма) нефти, т/ч (м ³ /ч)	От 500 до 8200 (от 600 до 9200)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
Температура измеряемой среды, °С	От -8,5 до +40,0
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	От 0,2 до 2,5

Окончание таблицы 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Плотность измеряемой среды при температуре измеряемой среды, кг/м ³	от 815 до 885
Кинематическая вязкость при температуре измеряемой среды, сСт	от 5 до 50
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания	380 В, 3-х фазное, 50 Гц 220±22 В, однофазное, 50 Гц
Температура окружающего воздуха, °С: - для измерительных линий; - для поверочной установки; - в блоке измерении показателей качества; - в операторной	от +5 до +40 от +5 до +40 от +5 до +40 от +18 до +25

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

6.1.1.1 Комплектность системы должна соответствовать её описанию типа и эксплуатационной документации.

6.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих внешний вид и препятствующих её применению и проведению поверки;

- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

- средства измерений, входящие в состав системы, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методикой поверки и (или) МИ 3002–2006 "Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок".

Средства измерений, входящие в состав системы, поверяют в соответствии с методиками поверки, указанными в приложении А.

6.1.2 Система, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных программного обеспечения контроллера измерительного FloBoss S600+ осуществляют в соответствии с его руководством по эксплуатации в следующей последовательности:

а) включить питание контроллера измерительного FloBoss S600+, если питание было выключено;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее контроллера измерительного FloBoss S600+ главного меню или войти в главное меню (нажатием клавиши "MENU");

в) в главном меню нажатием клавиши "7" выбрать пункт меню **"7.SOFTWARE VERSION"**;

д) нажатием клавиши "→" (стрелка вправо) получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) **"VERSION CONTROL APPLICATION SW"** – номер версии (идентификационный номер) ПО.

2) **"VERSION CONTROL FILE CSUM"** – цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода).

6.2.3 Определение идентификационных данных программного обеспечения "ОЗНА-Flow" автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора проводят в соответствии с технической документацией.

Идентификационные данные программного обеспечения "ОЗНА-Flow" для АРМ оператора отображаются в окне "Контрольная сумма", вызываемого нажатием соответствующего поля в "Главном меню программы".

6.2.4 Система считается годной к эксплуатации, если её идентификационные данные программного обеспечения соответствуют информации, указанной в описании типа на систему.

6.3 Опробование

6.3.1 Опробуют систему путем увеличения или уменьшения расхода нефти в пределах рабочего диапазона измерений.

Результат опробования считают удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении расхода нефти соответствующим образом изменялись показания на дисплее компьютера и контроллера.

6.3.2 Проверяют герметичность гидравлической схемы системы.

Проверку герметичности системы проводят согласно эксплуатационной документации на систему.

Система считается выдержавшим проверку, если на элементах и компонентах системы нет протечек нефти.

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.4.1.1 Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 8.595–2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений".

По ГОСТ Р 8.595 (5.8.3) при косвенном методе динамических измерений пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти δ_M , %, вычисляют по формуле

$$\delta_M = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

- где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %;
- $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- ΔT_p , ΔT_v - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях её плотности и объема соответственно, °С;
- β - коэффициент объемного расширения нефти, определяют по ГОСТ Р 8.595 (Приложение А), 1/°С;
- δN - предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации или измерительно-вычислительного комплекса или контроллера измерительного (из описания типа или свидетельства о поверке), %;
- G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (2)$$

где T_v , T_p - температуры нефти при измерениях её объема и плотности, °С.

Относительную погрешность измерений плотности нефти $\delta \rho$, %, вычисляют по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta_p}{\rho_{\min}} \cdot 100, \quad (3)$$

- где Δ_p - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;
- ρ_{\min} - минимальное значение плотности нефти в системе, кг/м³.

6.4.1.2 Результат вычислений по формуле (1) выражают двумя значащими цифрами в соответствии с СТ СЭВ 543-77 "Числа. Правила записи и округления".

Сохраняемую значащую цифру в относительной погрешности измерений массы брутто нефти при округлении увеличивают на единицу, если отбрасываемая цифра не указываемого младшего разряда больше либо равна пяти, и не изменяют, если она меньше пяти в соответствии с ГОСТ Р 8.736-2011 "ГСИ. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения".

6.4.1.3 Структура образования относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой при предельных значениях параметров системы приведена в приложении Б.

6.4.1.4 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой не превышает $\pm 0,25\%$.

6.4.2 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.4.2.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти $\delta_{\text{МН}}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{\text{МН}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{\text{М}}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{МВ}}^2 + \Delta W_{\text{МП}}^2 + \Delta W_{\text{ХС}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{МВ}} + W_{\text{МП}} + W_{\text{ХС}}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где $\Delta W_{\text{МВ}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{\text{МП}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{\text{ХС}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$W_{\text{МВ}}$ - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;

$W_{\text{МП}}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;

$W_{\text{ХС}}$ - максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %.

Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{МИН}}}, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{\text{ХС}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580–2001 "ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов".

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений Δ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 "Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды";
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 "Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей";
- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 "Нефть. Методы определения содержания хлористых солей".

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

Массовую долю хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{мин}}}, \quad (7)$$

где $\varphi_{\text{ХС}}$ - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

6.4.2.2 Результаты вычислений по формуле (4) выражают двумя значащими цифрами в соответствии с СТ СЭВ 543.

Сохраняемую значащую цифру в относительной погрешности измерений массы брутто нефти при округлении увеличивают на единицу, если отбрасываемая цифра не указываемого младшего разряда больше либо равна пяти, и не изменяют, если она меньше пяти в соответствии с ГОСТ Р 8.736.

6.4.2.3 Структура образования относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров системы приведена в приложении В.

6.4.2.4 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой не превышает $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Положительные результаты поверки удостоверяются свидетельством о поверке и (или) записью в паспорте (формуляре), заверяемой подписью поверителя и знаком поверки.

7.2 Особенности конструкции системы не позволяют нанести знак поверки непосредственно на систему. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в паспорт (формуляр) системы.

7.3 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, гасят знак поверки и выдают извещение о непригодности с указанием причин.

Приложение А (обязательное)

Поверка средств измерений, входящих в состав системы

А.1 Поверку средств измерений, предназначенных для измерений нескольких величин или имеющих несколько поддиапазонов измерений, но используемых для измерений меньшего числа величин или на меньшем числе поддиапазонов или в более узком диапазоне измерений, допускается проводить на основании письменного заявления владельца системы, оформленного в произвольной форме.

А.2 Поверку средств измерений, входящих в состав системы, проводят в соответствии с нормативными документами, приведенными в таблице А.1 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
ТПР	Измеряемая величина "динамические измерения объёма", диапазон динамических измерений объёма нефти от (203 м ³ /ч при 5 сСт; 264 м ³ /ч при 50 сСт) до 1592 м ³ /ч, среднее квадратическое отклонение 0,02 %, относительная погрешность ±0,15 % для рабочего ТПР, ±0,10 % для контрольного ТПР в точке диапазона измерений	МИ 3380–20012 "ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой"
Преобразователь плотности жидкости измерительный (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835	Измеряемая величина "плотность" при текущем значении плотности в системе, абсолютная погрешность ±0,3 кг/м ³	МИ 2816–2012 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации". МИ 3240–2009 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные фирмы "THE SOLARTRON ELECTRONIC GROUP LTD" (Великобритания). Методика поверки" МИ 2302-1МГ-2003 "ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации"

Продолжение таблицы А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Датчик температуры 644, 3144Р, модели 3144Р	Измеряемая величина "температура", диапазон от - 8,5 до + 40,0 °С, основная абсолютная погрешность ± 0,2 °С	МИ 2672–2005 "Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения "В" фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания"
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	Измеряемая величина "температура", диапазон измерений от -30 до +20 °С для обозначения № 1, диапазон измерений от 0 до + 55 °С для обозначения № 2, абсолютная погрешность: ± 0,3 °С в диапазоне измеряемых температур от - 30 до 0 °С; ± 0,2 °С в диапазоне измеряемых температур свыше 0 до + 100 °С	ГОСТ 8.279–78 "Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки"
Термометры жидкостные стеклянные точные Р-Л	Измеряемая величина "температура" диапазон измерений от -10 до + 50 °С, абсолютная погрешность ± 0,2 °С	МИ 2966–2005 "Рекомендация. ГСИ. Термометры жидкостные стеклянные. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р и цифрового прецизионного термометра DTI-1000 фирмы АМЕТЕК Дания" ГОСТ 8.279–78 "Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки"

Продолжение таблицы А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Преобразователь температуры Метран 280, Метран 280 Ех модели Метран 286 Ех	Измеряемая величина "температура", диапазон измерений от - 50 до + 500 °С, основная приведенная погрешность $\pm 0,15$ % или $\pm 0,4$ °С, в зависимости от того, что больше	МИ 280.01.00-2003 "Преобразователи температуры Метран 280, Метран 280 Ех. Методике поверки", утвержденным ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в июне 2006 г.
Преобразователь давления измерительный 3051	Измеряемая величина "избыточное давление", диапазон от 0 до 4 МПа. Измеряемая величина "разность давления", диапазон от 0 до 248 кПа, от 0 до 2068 кПа. Основная погрешность $\pm 0,065$ %	МИ 1997-89 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки" МП 4212-021-2015 "Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки"
Манометры МП160ю	Диапазон измерений избыточного давления от 0 до 4 МПа. Класс точности 0,6	МИ 2124-90 "Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки"
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3	Диапазон измерений избыточного давления от 0 до 4 МПа. Класс точности 0,6	МИ 2124-90 "Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки"
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	Диапазон измерений от 0,01 до 2 %, основная погрешность $\pm 0,05$ %	МИ 2366-2005 "Рекомендация. ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки"

Продолжение таблицы А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модели 7829	Измеряемая величина "динамическая вязкость", пределы допустимой основной абсолютной погрешности преобразования динамической вязкости $\pm 1,0$ % от полной шкалы диапазона ($\pm 0,2$ МПа·с в диапазоне от 0,5 до 10,0 МПа·с)	МИ 3302-2010 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки" МИ 3119-2008 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации"
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная	Воспроизводимая величина "объём", относительная погрешность $\pm 0,05$ %	МИ 1972-95 "Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников"
Расходомер-счетчик турбинный "Турбоскад"	Измеряемая величина "динамические измерения объёма", верхний предел диапазона измерений объемного расхода 80 м ³ /ч, пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и расхода $\pm 0,5$ %	КПДС 42 1311.001 МП "ГСИ. Расходомер-счетчик турбинный "Турбоскад". Методика поверки", утвержденная ВНИИМС 30 августа 2004 г.
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-400	По описанию типа регистрационный № 15773-11	МИ 2539-99 "Рекомендация. ГСОЕИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки"

Продолжение таблицы А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
<p>Контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее – ИВК)</p>	<p>Диапазон измерений от 1 до 5 В, основная приведенная погрешность при измерении напряжения $\pm 0,005$ %.</p> <p>Абсолютная погрешность при измерении количества импульсов на каждые 10000 имп. (частота имп. входа от 0 до 10000 Гц), ± 1 имп.</p> <p>Пределы допускаемого суточного хода часов, $\pm 0,5$ с/сут.</p> <p>Относительная погрешность расчета: - объёмного расхода и объема $\pm 0,001$ %; - массового расхода и массы $\pm 0,001$ %.</p> <p>Погрешность расчета коэффициентов преобразования и поправочных коэффициентов $\pm 0,001$ %</p>	<p>МП 117-221-2013 "Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки", утвержденная ФГУП "УНИИМ" в апреле 2014 г.</p>
<p>Мерник металлический образцовый 1-го разряда М1р-1000</p>	<p>Воспроизводимая величина "объём", номинальная вместимость 1000 дм³, пределы допускаемой основной относительной погрешности $\pm 0,02$ %</p>	<p>МИ 3058–2007 "Рекомендация. ГСИ. Мерники металлические эталонные 1-го разряда. Методика поверки".</p> <p>ГОСТ 8.400–2013 "ГСИ. Мерники металлические эталонные. Методика поверки"</p>
<p>Весы электронные ХР-К модели ХР604КМ</p>	<p>Наибольший предел взвешивания 600 кг, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 10 г</p>	<p>МЦКЛ.0134.МП "Весы электронные ХР-К. Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ ЗАО КИП "МЦЭ" 12 февраля 2014 г.</p>

Окончание таблицы А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Весы лабораторные XP Precision XP32003L	<p>Наибольший предел взвешивания 32100 г, пределы допускаемой абсолютной погрешности в интервалах взвешивания:</p> <ul style="list-style-type: none"> - от 0,5 г до 5 кг включ. ± 50 мг; - св. 5 до 20 кг включ. ± 120 мг; - св. 20 кг ± 175 мг 	<p>Раздел руководства по эксплуатации "Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ "Ростест-Москва" в марте 2007 г.</p>
Гири класса точности F ₁ , F ₂	<p>Номинальное значение массы гири 20 кг, пределы допускаемого отклонения гирь массой 20 кг ± 100 мг.</p> <p>Номинальное значение массы гирь 5 кг, пределы допускаемого отклонения гирь массой 5 кг ± 25 мг</p>	<p>МП РТ № 12-2007, утвержденному ФГУ "Ростест-Москва"</p> <p>ГОСТ OIML R 111-1-2009 "СИ. Гири классов точности E (индекса 1), E (индекса 2), F (индекса 1), F (индекса 2), M (индекса 1), M (индекса 1-2), M (индекса 2), M (индекса 2-3) и M (индекса 3). Часть 1.</p> <p>Метрологические и технические требования"</p> <p>МИ 1747-87 "Методические указания. ГСИ. Меры массы образцовые и общего назначения. Методика поверки"</p>

Приложение Б
(справочное)
Структура образования относительной погрешности измерений
массы брутто нефти

Б.1 Структура образования относительной погрешности измерений массы брутто нефти при предельных параметрах системы приведена в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Наименование показателя	Значение
Относительная погрешность измерений объема, δv , %	0,15
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении плотности, ΔT_p , °C	0,2
Температура нефти при измерении плотности, T_p , °C	-8,5
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении объема, ΔT_v , °C	0,2
Температура нефти при измерении объема, T_v , °C	40,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$, кг/м ³	0,30
Нижний предел измерений плотности, $\rho_{\text{мин}}$, кг/м ³	815
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$, %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$	0,00092
Коэффициент G	1,10471
Предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации, δN , %	0,025
Относительная погрешность измерений массы брутто, δm , %	0,18

Б.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти системой не превышает $\pm 0,25$ %.

Приложение В
(справочное)
Структура образования относительной погрешности измерений
массы нетто нефти

В.1 Структура образования относительной погрешности измерении массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров системы приведена в таблице В.1.

Таблица В.1

Наименование показателя	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, δ_m , %	0,25
Максимальная массовая доля воды в нефти, W_{mv} , %	0,50
Воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, R_{mv} , %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, r_{mv} , %	0,10
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, ΔW_{mv} , %	0,13
Максимальная массовая доля механических примесей, W_{mp} , %	0,0500
Воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, R_{mp} , %	0,0100
Сходимость метода по ГОСТ 6370, r_{mp} , %	0,0050
Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, ΔW_{mp} , %	0,0066
Максимальная массовая концентрация хлористых солей, mg/dm^3	100
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом	Б
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, R_{xc} , mg/dm^3	14
Сходимость метода по ГОСТ 21534, r_{xc} , mg/dm^3	7
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, mg/dm^3	9,26
Минимальное значение плотности нефти, kg/m^3	815
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, W_{xc} , %	0,012
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , %	0,001
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, δ_{m_n} , %	0,31

В.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ %.