

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 ФГУП «ВНИИР»


А.С. Тайбинский

«10» сентября 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 556

Методика поверки

МП 0848-14-2018

Начальник НИО-14


Р.Н. Груздев

Тел. (843) 299-70-52

Казань
2019

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

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений единичного производства «Система измерений количества и показателей качества нефти № 556» (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. 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);
- определение абсолютной погрешности счета импульсных сигналов (6.4.1);
- контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти (6.4.2);
- контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти (6.4.3).

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

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон: единицы силы постоянного электрического тока 1 разряда в диапазоне значений от 4 до 20 мА, единицы частоты 4 разряда в диапазоне значений от 0,1 до 15000 Гц, (Устройства для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, регистрационный № 20103-00).

2.2 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 по ГОСТ 2849-90 с пределами измерений от 0 до 55 °С, цена деления шкалы 0,1 °С.

2.3 Барометр-анероид М-67 по ТУ 2507-1797-75, диапазон измерений от 610 до 790 мм рт. ст., погрешность измерений $\pm 0,8$ мм рт. ст.

2.4 Психометр аспирационный М34, пределы измерений влажности от 10 до 100 %, погрешность измерений ± 5 %.

2.5 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы, средства измерений, применяемые для поверки должны иметь действующие знаки поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте или формуляре, заверенной подписью поверителя и знаком поверки.

2.6 Средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

2.7 Допускается применение эталонов, средств поверки, не приведенных в разделе 2 настоящей методики поверки, но обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые нормативными, правовыми документами:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые нормативные документы;

- правила 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».

4 Условия поверки

4.1 Поверку проводят при нормальных условиях поверки в соответствии с ГОСТ 8.395-80:

- температура окружающего воздуха, °С 20 ± 10;

- атмосферное давление, кПа от 84 до 106;

- относительная влажность окружающего воздуха, % от 30 до 80.

4.2 Характеристики системы, параметры измеряемой среды приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон динамических измерений массы нефти, т/ч (м ³ /ч)	от 18,0 (22,4) до 248,8 (298,0)
Температура нефти, °С	от +10 до +35
Плотность нефти в рабочем диапазоне температуры и избыточного давления, кг/м ³	от 800 до 835
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05

5 Подготовка к поверке

5.1 При подготовке системы к поверке проверяют наличие следующих документов:

- свидетельство о последней поверке системы (при периодической поверке);
- свидетельства о поверке средств измерений, входящих в состав системы;
- инструкция по эксплуатации.

5.2 Подготовку эталонов, средств поверки и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией

5.3 Система, не прошедшая подготовку к поверке, к поверке не допускается.

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.

6.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов, 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, указанные в описании типа на систему, должны быть поверены и иметь свидетельства о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) средств измерений, заверенные подписью поверителя и знаком поверки и (или) пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их описанием типа и (или) 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» и (или) РМГ 111-2011 «ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти. Основные положения».

Средства измерений, входящие в состав системы, должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, приведенными в их описании типа.

6.1.2 Результаты поверки считают положительными, если комплектность системы соответствует описанию типа, внешний вид, маркировка соответствуют технической документации, средства измерений, входящие в состав системы, поверены.

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 метрологически значимой части программного обеспечения автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы «Rate АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с документом «ПО «Rate. АРМ оператора УУН». СИКН 556 ОАО «Варьеганнефть». Руководство пользователя».

Для получения идентификационных сведений на рабочем столе компьютера АРМ оператора системы нажимают кнопку «Версия». После нажатия, откроется окно с информацией о свидетельствах. Вид окна показан на рисунке 1.



Рисунок 1

В появившемся окне необходимо нажать кнопку «Получить данные по библиотеке». В появившемся окне приведены идентификационные сведения программного обеспечения «Rate API оператора УУН». Вид окна с идентификационными сведениями показан на рисунке 2.



Рисунок 2

6.2.3 В случае если идентификационные данные программного обеспечения системы не соответствуют данным указанным в описании типа на систему, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные программного обеспечения системы.

6.2.4 Результаты поверки считают положительными при подтверждении идентификации программного обеспечения сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.3 Опробование

6.3.1 Опробуют систему путем увеличения или уменьшения скорости потока (расхода) нефти в пределах рабочего диапазона измерений.

Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении

или уменьшении скорости потока (расхода) нефти соответствующим образом изменяются показания на мониторе компьютера АРМ оператора и (или) на дисплее 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 или снижения давления нефти.

6.3.3 Проверяют работу (целостность) импульсных и аналоговых измерительных каналов системы обработки информации. Для проверки целостности соединяют рабочую измерительную линию с контрольной на время не менее 1 ч для стабилизации температуры и расхода в рабочей и контрольной линиях. После стабилизации температуры (изменение температуры за время 30 с не превышает 0,2 °С) на мониторе АРМ оператора сравнивают значения расхода, температуры, давления на измерительной и контрольной линиях. Разность показаний не должна превышать по расходу 2,5%, по температуре 0,2 °С, по давлению 0,2 МПа.

Систему считают выдержавшей проверку, если разность показаний на мониторе АРМ оператора не превышает по расходу 2,5% по температуре 0,2 °С, по давлению 0,2 МПа.

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Определение абсолютной погрешности счета импульсных сигналов

6.4.1.1 Отключают преобразователь расхода от системы обработки информации и вместо него подают пачку импульсных сигналов с эталона, регистрационный номер 3.1.ZZ3.0081.2019 с частотой импульсов 200 Гц и количеством импульсов в пачке 10000 импульсов. Измеренные системой обработки информации импульсы отображаются в меню «ИМПУЛЬСНЫЕ» с индикацией текущего значения частоты, количества импульсов по выбранному импульсному каналу. Проводят не менее трех измерений для каждой измерительной линии.

Абсолютную погрешность счета импульсов Δ_N , имп., вычисляют по формуле

$$\Delta_N = N_{\text{изм}} - 10000 \leq \pm 1, \quad (1)$$

где $N_{\text{изм}}$ - количество импульсов, измеренное системой обработки информации, имп.

Результаты поверки считаются положительными, если абсолютная погрешность счета импульсов Δ_N , не превышает ± 1 имп.

6.4.1.2 При наличии действующих свидетельств о поверке средств измерений, входящих в состав системы обработки информации, то операцию по 6.4.1.1 настоящей методики поверки не проводят.

6.4.2 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.4.2.1 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 нефти δ_m , %, вычисляют по формуле

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

- 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 его 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 (из свидетельства об утверждении типа или свидетельства о поверке), %;
 G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p} , \quad (3)$$

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

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

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\text{мин}}} \cdot 100 , \quad (4)$$

- где $\Delta \rho$ - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;
 $\rho_{\text{мин}}$ - минимальное значение плотности нефти в системе, кг/м³.

6.4.2.2 Результат вычислений по формуле (2) 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».

Результат вычислений относительной погрешности измерения массы брутто нефти по формуле (2) при предельных значениях параметров нефти в системе приведен в приложении А.

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

6.4.3 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.4.3.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти системой

определяют расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta_m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (5)$$

где ΔW_{MB} - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

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

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

W_{MB} - максимальное значение массовой доли воды, %;

$W_{МП}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей, %;

$W_{ХС}$ - максимальное значение массовой доли хлористых солей, %, вычисляют по формуле

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_{\text{мин}}}, \quad (6)$$

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

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

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

где $\Delta \varphi_{ХС}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³.

6.4.3.3 Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

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

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477–2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

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

6.4.3.4 Результат вычислений по формуле (5) выражают двумя значащими цифрами в соответствии с СТ СЭВ 543. Сохраняемую значащую цифру в относительной погрешности измерений массы нетто 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.

Результат вычислений относительной погрешности измерении массы нетто нефти по формуле (4) при предельных значениях параметров нефти в системе приведен в приложении Б.

6.4.3.5 Результат поверки признают положительным, если значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой не превышают $\pm 0,35\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 В соответствии приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815 с 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 и (или) на паспорт (формуляр) системы.

7.3 Если по результатам поверки система признана непригодной к применению, то выписывают извещение о непригодности к применению в соответствии с приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Приложение А
(справочное)
Результат вычислений относительной погрешности измерений
массы нефти

А.1 Результат вычислений относительной погрешности измерения массы нефти по формуле (2) при предельных значениях параметров нефти в системе приведен в таблице А.1.

Таблица А.1

Наименование показателя	Значение
Относительная погрешность измерений объема, δv , %	0,15
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении плотности, ΔT_p , °С	0,2
Температура нефти при измерении плотности, T_p , °С	10,0
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении объема, ΔT_v , °С	0,2
Температура нефти при измерении объема, T_v , °С	35,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$, кг/м ³	0,30
Нижний предел измерений плотности, $\rho_{\text{мин}}$, кг/м ³	800
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$, %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$	0,00094
Коэффициент G	1,10471
Предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации, δN , %	0,025
Относительная погрешность измерений массы брутто, δm , %	0,18

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

Приложение Б
(справочное)
Результат вычислений относительной погрешности измерений
массы нетто нефти

Б.1 Результат вычислений относительной погрешности измерении массы нетто нефти по формуле (5) при предельных значениях параметров нефти в системе приведен в таблице Б.1.

Таблица Б.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	300
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом	А
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, R_{xc} , mg/dm^3	50
Сходимость метода по ГОСТ 21534, r_{xc} , mg/dm^3	25
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, mg/dm^3	33,07
Минимальное значение плотности нефти, kg/m^3	800
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, W_{xc} , %	0,038
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , %	0,004
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, δ_{m_n} , %	0,31

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