

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

«08» декабря 2017 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА

НЕФТИ № 409

Методика поверки

МП 0668-14-2017

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 единичного производства «Система измерений количества и показателей качества нефти № 409» (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 Рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.510–2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости», диапазон расхода измеряемой среды от 50 до 500 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ±0,05 %.

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

2.3 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 эксплуатационных документах;

- «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

Поверка системы осуществляется на месте ее эксплуатации.

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

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы нефти, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$): - максимальный - минимальный при кинематической вязкости: - от 2 до 7 $\text{мм}^2/\text{с}$ - от 8 до 42 $\text{мм}^2/\text{с}$ - от 43 до 50 $\text{мм}^2/\text{с}$	1400 (1500) 50 (60) 70 (85) 100 (120)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Рабочее избыточное давление, МПа	от 0,18 до 4,00
Температура нефти, °С	от -5 до +30
Плотность нефти в рабочем диапазоне температуры, $\text{кг}/\text{м}^3$	от 800 до 900
Вязкость нефти кинематическая в рабочем диапазоне температуры, $\text{мм}^2/\text{с}$	от 2 до 50
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, $\text{мг}/\text{дм}^3$, не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается

5 Подготовка к поверке

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

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, заверяемых 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».

Средства измерений, входящие в состав системы, поверяют в соответствии с методиками поверки, приведенными 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 метрологически значимой части программного обеспечения автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы «Rate АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с документом «Программный комплекс ПО «Rate АРМ оператора УУН». Руководство пользователя».

Для получения идентификационных сведений на рабочем столе компьютера АРМ оператора системы нажимают кнопку «Версия». После нажатия, откроется окно с информацией о свидетельствах. В появившемся окне необходимо нажать кнопку «Получить данные по библиотеке». В появившемся окне приведены идентификационные сведения программного обеспечения «Rate АРМ оператора УУН».

6.2.3 Идентификационные данные программного обеспечения «Rate АРМ оператора УУН» должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.4 Определение идентификационных данных метрологически значимой части программного обеспечения комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» проводят в соответствии с его эксплуатационными документами.

6.2.5 Для просмотра идентификационных данных комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» необходимо на дисплее комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» выбрать меню «Основное меню», в появившемся меню

выбрать меню «Просмотр 2». В меню «Просмотр 2» выбрать меню «Версия программы». В появившемся окне приведены идентификационные данные программного обеспечения комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03».

6.2.6 Идентификационные данные программного обеспечения комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.7 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 идентификацию данные программного обеспечения системы.

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 изменялись показания на мониторе компьютера АРМ оператора и (или) дисплее контроллера.

6.3.2 Проверяют герметичность гидравлической схемы системы.

Проверку герметичности системы проводят согласно эксплуатационным документам на систему.

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

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

Определение метрологических характеристик проводится в диапазоне измерений системы.

Диапазон измерений системы определяется значениями минимального и максимального расхода.

За значение минимального расхода принимают минимальный расход того преобразователя расхода, у которого расход среди всех рабочих преобразователей расхода наименьший (согласно свидетельствам об их поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно больше.

За значение максимального расхода принимают сумму максимальных расходов ТПР, установленных на рабочих измерительных линиях системы (согласно свидетельствам об их поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно меньше.

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 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 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

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

- 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

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\text{мин}}} \cdot 100, \quad (3)$$

- где $\Delta \rho$ - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;
 $\rho_{\text{мин}}$ - 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 неукзываемого 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».

Структура образования относительной погрешности измерения массы брутто нефти по формуле (1) при предельных значениях параметров нефти в системе приведена в приложении Б.

6.4.1.3 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой не превышает ±0,25 %.

6.4.2 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.4.2.1 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

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

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

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

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей %;

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

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

W_{XC} - максимальное значение массовой доли хлористых солей, %.

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

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

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

6.4.2.3 Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ 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 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 6370–83 «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.

6.4.2.4 Максимальное значение массовой доли 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.

6.4.2.5 Результат вычислений по формуле (4) 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 неукзываемого младшего разряда больше либо равна пяти, и не изменяют, если она меньше пяти в соответствии с ГОСТ Р 8.736.

Структура образования относительной погрешности измерении массы нетто нефти по формуле (4) при предельных значениях параметров нефти в системе приведена в приложении В.

6.4.2.6 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 с приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815 положительные результаты поверки удостоверяются свидетельством о поверке и (или) записью в паспорте (формуляре), заверяемой подписью поверителя и знаком поверки.

При оформлении свидетельства о поверке на систему обратную сторону не заполняют.

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 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
(рекомендуемое)
Поверка средств измерений, входящих в состав системы

А.1 Поверку средств измерений, входящих в состав системы и 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 На месте эксплуатации системы осуществляют следующие поверки:

А.2.1 Поверку преобразователя расхода жидкости турбинного с D_y 16...500 мм типа Heliflu TZ-N осуществляют по документу, приведенному в его описании типа или МИ 3045-2007 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода жидкости турбинные. Методика поверки с помощью преобразователя объема жидкости эталонного лопастного».

А.2.2 Поверку преобразователя объема жидкости эталонного лопастного типа Smith Meter мод. JA-10 осуществляют по документу «ГСИ. Преобразователь объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели JA-10 фирмы FMC Energysystems, FMS Measurement Solutions США, Германия. Методика поверки», утвержденному ГНМЦ ФГУП ВНИИР.

А.2.3 Поверку денсиметра типа SARASOTA FD 900, мод. FD 910, FD 950, FD 960 модификации FD960 осуществляют по документу МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации».

А.2.4 Поверку комплекса измерительно-вычислительного типа «ИМЦ-03» осуществляют по документу «Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 28.01.2000 г.

А.2.5 Поверку установки поверочной стационарной трубопоршневой типа «Прувер С-500-0,05» осуществляют по документу МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников».

А.3 Поверку преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительного типа 7827, 7828, 7829, преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительного типа 7825, 7826, 7827, 7828, 7829 модификации 7829 осуществляют в испытательной лаборатории по документу МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки» или по методике, приведенной в их описании типа.

А.4 Поверку других, не приведенных выше, средств измерений, указанных в описании типа на систему, осуществляют по методикам поверки в соответствии с их описанием типа.

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

Б.1 Структура образования относительной погрешности измерении массы нефти по формуле (1) при предельных значениях параметров нефти в системе 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	-5,0
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении объема, ΔT_v , °C	0,2
Температура нефти при измерении объема, T_v , °C	30,0
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

Б.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти 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 по формуле (4) при предельных значениях параметров нефти в системе 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} , %	1,00
Воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, R_{MB} , %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, r_{MB} , %	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	900
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом	A
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} , %	0,113
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , %	0,004
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, δ_{m_n} , %	0,31

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