

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

«30» ноября 2017 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ 569а ОАО «НК «ЯНГПУР»

Методика поверки

МП 0679-14-2017

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 № 569а ОАО «НК «Янгпур» (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 РФ от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» 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.

Приказ Минпромторга РФ от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»

## **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», максимальный расход нефти 100 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ±0,05 %

Установка трубопоршневая «Сапфир МН» модификации «Сапфир МН»-100.

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

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, 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, приведенные в их эксплуатационной документации;

- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», утвержденные приказом Минтруда России от 24 июля 2013 г. № 328н;

- «Правила устройства электроустановок (ПУЭ) потребителей».

### 4 Условия поверки

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

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон динамических измерений массы нефти, т/ч	от 20 до 88
Избыточное давление нефти в системе, МПа	от 0,3 до 4,0
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Температура нефти, °С	от +5 до +35
Плотность нефти в течение года, кг/м <sup>3</sup>	от 750 до 880
Вязкость кинематическая нефти при рабочей температуре, мм <sup>2</sup> /с (сСт), не более	25
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается
Температура воздуха внутри помещений, °С: - блок-бокс - операторная	от +5 до +35 от +18 до +24



Окончание таблицы 1

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока трехфазное, В	380±38
- напряжение переменного тока однофазное, В	220±22
- частота переменного тока, Гц	50±1

## 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, входящие в состав системы, 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 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 Для подтверждения соответствия программного обеспечения системы осуществляют проверку идентификационных данных программного обеспечения системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных метрологически значимой части программного обеспечения осуществляют в соответствии с руководством

пользователя на программное обеспечение системы.

6.2.3 Идентификационные данные программного обеспечения системы должны соответствовать 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 изменялись показания на мониторе компьютера автоматизированного рабочего места оператора системы и на дисплее контроллера.

6.3.2 Проверяют герметичность гидравлической схемы системы.

Проверку герметичности системы проводят согласно эксплуатационной документации на систему.

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

### **6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик**

#### **6.4.1 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти**

6.4.1.1 При прямом методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.595–2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» относительную погрешность измерений массы брутто нефти системой принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти массомером.

6.4.1.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти для массомера, входящего в состав системы, при положительных результатах поверки с применением компакт-прувера, трубопоршневой установки, эталона 2-го разряда не превышают  $\pm 0,25$  %.

6.4.1.3 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 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти системой определяют расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_n$ , %, вычисляют по формуле

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

- где  $\delta_m$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;
- $\Delta W_{MB}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;
- $\Delta W_{MP}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;
- $\Delta W_{XC}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
- $W_{MB}$  - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;
- $W_{MP}$  - максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;
- $W_{XC}$  - максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %.

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \phi_{XC}}{\rho_{\text{мин}}}, \quad (2)$$

- где  $\Delta \phi_{XC}$  - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>;
- $\rho_{\text{мин}}$  - минимальное значение плотности нефти в системе, кг/м<sup>3</sup>.

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  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

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

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{МИН}}}, \quad (4)$$

где  $\varphi_{\text{ХС}}$  - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>.

6.4.2.5 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».

6.4.2.6 Структура образования относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведена в приложении Б.

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

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 В соответствии с Приказом Минпромторга РФ 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.

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 поверку счетчика-расходомера массового Micro Motion модели DS, DH, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG 050, H, LF модификации CMF300 (далее – массомер).

А.3 Поверку массомера осуществляют на месте эксплуатации системы по документу МИ 3189-2009 «ГСИ. Счётчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management» Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки или компакт-прувера и поточного преобразователя плотности».

А.4 Поверку других средств измерений, входящих в состав системы осуществляют по документам, приведенным в их описании типа.

А.5 Периодичность поверки средств измерений, входящих в состав системы, определяется методикой измерений массы нефти системой.

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

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

Таблица Б1

Наименование показателя	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, $\delta_m$ , %	0,25
Максимальная массовая доля воды в нефти, $W_{мв}$ , %	0,5
Воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, $R_{мв}$ , %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, $r_{мв}$ , %	0,10
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, $\Delta W_{мв}$ , %	0,1323
Максимальная массовая доля механических примесей, $W_{мп}$ , %	0,0500
Воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, $R_{мп}$ , %	0,0100
Сходимость метода по ГОСТ 6370, $r_{мп}$ , %	0,0050
Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, $\Delta W_{мп}$ , %	0,0066
Максимальная массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	100
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом	А
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, $R_{хс}$ , мг/дм <sup>3</sup>	12
Сходимость метода по ГОСТ 21534, $r_{хс}$ , мг/дм <sup>3</sup>	6
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	7,9373
Минимальное значение плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	750
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, $W_{хс}$ , %	0,0133
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{хс}$ , %	0,0011
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, $\delta_{мн}$ , %	0,31

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