

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие

«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора по
научной работе – Заместитель
директора по качеству



В.А. Фафурин

05.11.2017 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ 815 ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

Методика поверки

МП 0650-14-2017

Заместитель начальника отдела –
ведущий инженер НИО-14

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "М.В. Черепанов", written over a horizontal line.

М.В. Черепанов

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 № 815 ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» (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 Эталон единицы объёма 1-го разряда с номинальным значением 800 дм³, IMS, зав. № 186/1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 3.6.ЗДХ.0006.2007 (установка поверочная турбопоршневая двунаправленная OGSB-800, регистрационный № 62207-15), максимальный расход нефти 160 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ±0,05 %.

2.2 Рабочий эталон единицы плотности 1 разряда в диапазоне значений (600 – 1100) кг/м³, регистрационный № 3.2.ВЭЫ.0293.2017.

2.3 Рабочий эталон единицы объёмного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 2 разряда в диапазоне от 0,02 до 2 % объёмной доли воды, регистрационный номер 3.2.ВЭЫ.0233.2017.

2.4 Другие эталоны, средства поверки, приведенные в методиках поверки средств измерений, входящих в состав системы.

2.5 Допускается применение эталонов, средств поверки, не приведенных в перечне, но обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

3 Требования к квалификации поверителей

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

Для проверки обеспечения защиты программного обеспечения поверители должны быть обучены 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, измеряемой среды должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон динамических измерений массы нефти, т/ч	от 30 до 250
Избыточное давление нефти в системе, МПа: - рабочее - минимальное - максимальное	от 2,0 до 8,0 1,0 9,3
Изменяемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Температура измеряемой среды, °С	от +60 до +90

Окончание таблицы 1

Наименование характеристики	Значение
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт): - при +20°С - при +30°С - при +50°С	не истекает от 7,0 до 13,0 от 2,0 до 6,0
Плотность нефти при температуре 20°С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	от 820 до 870
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

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

6.2.2 Определение идентификационных данных программного обеспечения автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «ГКС расход НТ версия 4.0»

проводят в соответствии с технической документацией «Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) X-1702. Руководство пользователя АРМ оператора».

Для вывода идентификационных данных программного обеспечения «ГКС расход НТ версия 4.0» необходимо нажать на кнопку «CRC32». После нажатия выводится окно с информацией о контрольной сумме.

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 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 или снижения давления.

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 СИКН, при положительных результатах поверки (калибровки) с применением компакт-прувера, трубопоршневой установки, эталона 2-го разряда или при поверке с помощью процедуры SMV 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 δM_n , %, вычисляют по формуле

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

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{МИН}}, \quad (2)$$

- где $\Delta \varphi_{XC}$ - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³;
- $\rho_{МИН}$ - минимальное значение плотности нефти в системе, кг/м³.

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

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

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

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

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

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 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.

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

7.3 Если в процессе эксплуатации системы была допущена замена отказавшего средства измерений, входящего в состав системы, на другое, оформляется свидетельство о поверке на систему.

7.4 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 средств измерений:

- счётчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF модификации CMF300 (далее – СРМ), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 45115-16;

- преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847 модификации 7835 (далее – ПП), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 52638-13;

- влагомеры поточные модели L и F модификации L, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 56767-14.

А.3 Поверку СРМ осуществляют на месте эксплуатации системы по документу МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности».

А.4 Поверку ПП осуществляют на месте эксплуатации системы по документу МИ 2816-2012 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации».

А.5 Поверку влагомера поточного модели L и F модификации L осуществляют на месте эксплуатации системы по документу МИ 2643-20014 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры поточные модели L, M, F фирмы «Phase Dynamics. Inc.» (США). Методика поверки».

А.6 Поверку других средств измерений, входящих в состав системы осуществляют по документам, приведенным в их описании типа.

А.7 Периодичность поверки средств измерений, входящих в состав системы, определяется МИ 3532-2015 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти».

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

Б.1 Структура образования относительной погрешности измерения массы нетто нефти по формуле (1) 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} , %	1,0
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, мг/дм ³	100
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом	А
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, R_{xc} , мг/дм ³	12
Сходимость метода по ГОСТ 21534, r_{xc} , мг/дм ³	6
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм ³	7,94
Минимальное значение плотности нефти, кг/м ³	720
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, W_{xc} , %	0,014
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , %	0,001
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, δ_{m_n} , %	0,31

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