

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие

"Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии"

Государственный научный метрологический центр

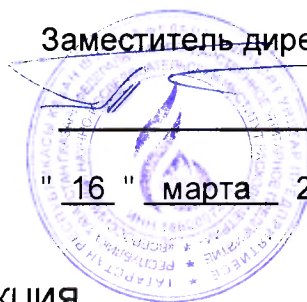
ФГУП "ВНИИР"

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию

А.С. Тайбинский

" 16 " марта 2017 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

"СИКН-24-РК-А003 НА НПС "КОМСОМОЛЬСКАЯ"

Методика поверки

МП 0471-14-2016

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 "СИКН-24-РК-А003 на НПС "Комсомольская" (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 выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	7.1	да	нет
Внешний осмотр	7.2	да	да
Опробование	7.3	да	да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.4	да	да
Определение метрологических характеристик	7.5	да	да

1.2 При получении отрицательного результата операций, проводимых при поверке, дальнейшую поверку прекращают.

2 Средства поверки

2.1 При поверке счетчика-расходомера массового Micro Motion (модификации DS, DH, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG050, H, LF) модели CMF, модификации CMFHC2, Ду 150 мм (далее – СРМ) на месте эксплуатации системы применяют рабочий эталон 1-го или 2-го разряда (стационарный или передвижной) по ГОСТ 8.510–2002 "ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости", максимальный расход 650 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ % или $\pm 0,1$ % соответственно.

Возможно применение других средств поверки с пределами допускаемой относительной погрешности не хуже $\pm 0,1$ %.

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

2.3 Допускается использование других средств поверки с характеристиками, не уступающими указанным.

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 поверитель должен пройти обучение в соответствии с приказом Росстандарта № 2938 от 17 июня 2012 г.

4 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", Приказ от 12 марта 2013 г. № 101 Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации;

- "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей";

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

- "Руководством по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов", утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 г. № 777;

- "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) потребителей".

5 Условия поверки

При проведении поверки характеристики системы, измеряемой среды должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик нефти таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон динамических измерений массы нефти, т/ч	от 124 до 1016
Диапазон динамических измерений массы нефти одной измерительной линии, т/ч	от 124 до 339

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Параметры измеряемой среды	
Избыточное давление измеряемой среды в системе, МПа	от 0,2 до 1,6
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +50
Плотность измеряемой среды в рабочих условиях, кг/м ³	от 810 до 890
Кинематическая вязкость при рабочей температуре, мм ² /с	от 4 до 40
Массовая доля воды, %, не более	1,0
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
Климатические условия применения: - температура окружающего воздуха, °С	от -38 до +45

6 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с эксплуатационной документацией системы.

7 Проведение поверки

7.1 Проверка комплектности технической документации

7.1.1 Проверяют:

- наличие действующих свидетельств о поверке средств измерений, входящих в состав системы;
- наличие эксплуатационно-технической документации на средства измерений, входящие в состав системы.

7.2 Внешний осмотр

7.2.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

7.3 Опробование

7.3.1 Опробование проводят в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

7.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с руководством по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

7.3.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефти.

7.4 Подтверждение соответствия программного обеспечения

7.4.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) системы сведениям, приведенным в описание типа на систему.

7.4.2 Определение идентификационных данных ПО системы проводят в соответствии с технической документацией – "Система измерений количества и показателей качества нефти НПС "Комсомольская" АО "КТК-Р". Инструкция для персонала операторов СИКН для работы с оборудованием СИКН ОИ 52.10.00.00.000 ПО СИКН-23-РК-А004 на НПС "Комсомольская" Руководство оператора".

Идентификационные данные ПО системы отображаются на рабочем столе автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора и вызывается нажатием "CRC-32" в меню "Мнемосхема" - происходит переход к мнемосхеме "Проверка контрольной суммы". Эта возможность доступна для любого пользователя.

7.4.3 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

7.5 Определение метрологических характеристик

7.5.1 Определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав системы, проводят в соответствии с нормативными документами, приведенными в таблице 3 с учетом требований, предъявляемых к системе.

7.5.2 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.

Таблица 3

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ на поверку
СРМ	Измеряемая величина "масса", диапазон динамических измерений массы нефти от 124 до 339 т/ч, СКО 0,03%, относительная погрешность рабочего СРМ $\pm 0,25$ %, контрольного СРМ $\pm 0,20$ % в точке рабочего диапазона	МИ 3151–2008 Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835	Измеряемая величина "плотность" при текущем значении плотности в системе, абсолютная погрешность $\pm 0,3$ 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
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	Измеряемая величина "объемная доля воды", диапазон измерений от 0,01 % до 1 %, основная погрешность $\pm 0,05$ %	МИ 2366–2005 Рекомендация. ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модели 7827	Измеряемая величина "динамическая вязкость", диапазон преобразования динамической вязкости от 0,5 до 10, от 1 до 100, от 100 до 1000 мПа·с; приведенная погрешность $\pm 1,0$ %; абсолютная погрешность $\pm 0,2$ мПа·с в диапазоне от 0,5 до 10 мПа·с	МИ 3302-2010 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки. МИ 2391-97 Рекомендация. ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы "Solartron Transducers". Методика поверки

Продолжение таблицы 3

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ на поверку
Преобразователь давления измерительный 3051	Измеряемая величина "избыточное давление", диапазон измерений избыточного давления от 0 до 4,0 МПа, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,065$ % от настроенного диапазона измерений	МИ 1997–89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
Датчик температуры 644, 3144Р, модели 3144Р	Измеряемая величина "температура", диапазон измерений температуры от -5 до +50°C, основная абсолютная погрешность $\pm 0,2$ °C	<p>МИ 2672–2005 Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых микропроцессорных калибраторов температуры серии АТС-12 фирмы "АМТЕК". Методика поверки.</p> <p>Инструкция. Датчики температуры 644, 3144Р фирм Rosemount, Inc., США, Emerson Process Management Temperature GmbH, Германия, Emerson Process Management Asia Pacific Pte Ltd, Сингапур. утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" август 2008 г.</p>
Преобразователь давления измерительный 3051S	Измеряемая величина "избыточное давление", диапазон измерений избыточного давления от 0 до 2,5 МПа, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,055$ % от настроенного диапазона измерений	<p>МИ 1997–89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки.</p> <p>Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051S производства 11 фирмы Emerson Process Management (Rosemount). Методика поверки, утвержденная ВНИИМС 17.12.2002</p>

Продолжение таблицы 3

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ на поверку
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная	Воспроизводимая величина "объем", относительная погрешность по МИ 1972 $\pm 0,05$ %, по МИ 2974 $\pm 0,1$ %	<p>МИ 1972–95 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников.</p> <p>МИ 2974-2006 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го Разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором</p>
Вычислитель расхода жидкости и газа модели 7951	По описанию типа	<p>МИ 3054–2007 Рекомендация. ГСИ. Вычислители расхода моделей 7950, 7955 фирмы "MOBREY MEASUREMENT", Великобритания. Методика поверки.</p> <p>Инструкция. ГСИ. Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7951 фирмы "Solartron Mobrey Limited", Великобритания, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти нефтепроводной системы "Каспийский Трубопроводный Консорциум". Методика поверки, утвержденная ГНМЦ ФГУП "ВНИИР"</p>
Весы настольные РВх	По описанию типа	Руководство по эксплуатации "Многодиапазонные весовые платформы серии Р модификации РВх, РУх, РФА, РТС". Раздел "Методика поверки", утвержденная ГСИ СИ ФГУ "Ростет-Москва" в августе 2006 г.

Окончание таблицы 3

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ на поверку
Манометры показывающие сигнализирующие ДМ2005Cr1Ex Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3 тип 333.50 Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 2 тип 233.30	По описанию типа	МИ 2124–90 Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, моновакуумметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки
Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К, модули KFD2-STC4-Ex 1.20	По описанию типа	Преобразователи с гальванической развязкой серии К фирмы Pepperl+Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" 24.02.2008 г.
Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600	По описанию типа	Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600. Методика поверки, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" 15.04.2011 г.

7.5.3 Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix, расходомер UFM 3030, преобразователи разности давления подлежат калибровке в соответствии с требованиями их методик поверок при отсутствии методики калибровки.

7.5.4 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой.

7.5.4.1 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 СРМ.

7.5.4.2 При положительных результатах поверки по МИ 3151 относительная погрешность измерений массы брутто нефти СРМ не превышает $\pm 0,25$ %.

7.5.5 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой.

7.5.5 .1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

системой проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

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

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

- где $\delta_{\text{М}}$ - относительная погрешность измерений массы брутто нефти СРМ, %;
- $\Delta W_{\text{МВ}}$ - 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

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

- где $\Delta \phi_{\text{ХС}}$ - 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

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

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

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477–65 "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

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

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

Определение балласта нефти проводится в испытательной лаборатории.

Результат вычислений по формуле (1) округляют до двух знаков после запятой в соответствии с СТ СЭВ 543 "Числа. Правила записи и округления".

Структура образования относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой при предельных параметрах приведен в приложении А.

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

8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с требованиями действующих правовых и нормативных документов.

8.2 Особенности конструкции системы не позволяют нанести знак поверки непосредственно на систему. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

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

Приложение А
(Справочное)
Структура образования относительной погрешности измерений
массы нетто нефти

А.1 Структура образования относительной погрешности измерений массы нетто нефти при предельных значениях параметров системы приведена в таблице А.1 (в формате Excel).

Таблица А.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_{mv} , %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, r_{mv} , %	0,10
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, ΔW_{mv} , %	0,1323
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	7,9373
Минимальное значение плотности нефти, кг/м ³	810
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, W_{xc} , %	0,0123
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , %	0,0010
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, δ_{m_n} , %	0,31