

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

«26» декабря 2019 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 914

Методика поверки

МП 0979-14-2019

Начальник НИО-14

Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛЬ

Фролов Э.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 914 (далее по тексту – СИКН) с заводским № 914 и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодических проверок при эксплуатации.

Первичная и периодическая поверка СИКН и средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН, выполняется согласно части 1 ст. 13 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и приказу Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Да
Внешний осмотр	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.4	Да	Да

2. Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда (установка поверочная трубопоршневая двунаправленная) в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.02.2018 г. № 256 (далее – ПУ) с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки преобразователей расхода жидкости турбинных Heliflu TZ-N с Ду 250 мм модели 250-2000 (далее – ТПР) и преобразователя объема жидкости эталонного лопастного Smith Meter модели LM16-S6, входящих в состав СИКН, в рабочем диапазоне измерений расхода.

2.2 При осуществлении поверки СИ, входящих в состав СИКН, применяют средства поверки, указанные в документах на поверку, приведенных в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

3. Требования безопасности

3.1 При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда;
- в области промышленной безопасности;
- в области пожарной безопасности;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок;
- в области охраны окружающей среды.

3.2 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

3.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0 - 2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

3.4 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

3.5 Выполнение работ прекращают при обнаружении течи в сварных и фланцевых соединениях оборудования СИКН.

4. Условия поверки

4.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

4.2 Характеристики СИКН и параметры нефти при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 2280 до 15200
Параметры измеряемой среды:	
- температура, °С	от +7 до +40
- избыточное давление (минимально и максимально допустимое), МПа	от 0,25 до 2,5
- избыточное давление (рабочий диапазон), МПа	от 0,9 до 1,3
- плотность в рабочих условиях, кг/м ³	от 830 до 880
- кинематическая вязкость в рабочих условиях, сСт	от 6 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	900
- массовая доля серы, %, не более	1,8
- давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
- содержание свободного газа	не допускается

4.3 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или в фактически обеспечиваемым при поверке СИКН диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке СИКН информации об объеме проведения поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

5. Подготовка к поверке

5.1 Подготовка средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

6. Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации;
- СИ, входящие в состав СИКН, поверка которых проводится в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ, должны иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

6.1.2 При получении отрицательных результатов по п. 6.1 поверку СИКН прекращают.

6.2 Опробование

6.2.1 Опробование проводят в соответствии с документами на поверку СИ, указанных в их описаниях типа.

Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчета следующим образом:

- проверяется наличие электропитания на элементах СИКН и средствах поверки;
- проверяется наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;
- используя принтер компьютера АРМ оператора СИКН, распечатываются пробные отчетные документы (оперативные отчеты, протоколы поверки СИ).

Проверяют герметичность СИКН.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через элементы оборудования и СИ СИКН.

На элементах оборудования и СИ СИКН не должно наблюдаться следов нефти.

При обнаружении следов нефти на элементах оборудования или СИ СИКН поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки нефти.

6.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

Определение идентификационных данных ПО ИВК проводят в соответствии с 1.1 приложения 1 документа «Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 914 НПС «Конда» Урайское УМН. Паспорт ГЗ.0000.11003-СНП/ТП-00.158-А/СИКН 58.05.00.000-КА.П» в следующей последовательности:

- в главном меню нажать кнопку «Сервис»;

- выбрать пункт «О программе»;
- для получения идентификационных данных (цифровой идентификатор ПО, версия, размер файла) в открывшемся окне нажать кнопку «Расчитать».

Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН проводят в соответствии с 1.2 приложения 1 документа «Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 914 НПС «Конда» Урайское УМН. Паспорт ГЗ.0000.11003-СНП/ГТП-00.158-А/СИКН 58.05.00.000-КА.П» в следующей последовательности:

- в главном меню нажать кнопку «Настройки»;
- справа в окне данных для получения идентификационных данных (наименование, версия, цифровой идентификатор ПО) нажать кнопку «расчет контр. суммы».

Полученные результаты идентификации ПО СИКН (ИВК, АРМ) должны соответствовать данным, указанным в описании типа на СИКН.

В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным указанным в описании типа на СИКН, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификацию данных ПО СИКН.

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

6.4.1.1 Поверка ТПР (регистрационные № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №) 15427-01, 15427-06), преобразователя объема жидкости эталонного лопастного Smith Meter модели LM16-S6 (регистрационный № 29805-05), преобразователей давления измерительных 3051 (регистрационные № 14061-04, 14061-10), вычислителя расхода жидкости и газа модели 7951 (регистрационный № 15645-06), термопреобразователей сопротивления платиновых серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными 644, 3144Р (регистрационные № 22257-05, 14683-04, 14683-09), манометров для точных измерений типа МТИ (регистрационный № 1844-63), манометров показывающих для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-04), манометров деформационных с трубчатой пружиной серии 2 (регистрационный № 55984-13), термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 (регистрационный № 303-91), термометра лабораторного стеклянного с взаимозаменяемым конусом (регистрационный № 4661-91), ПП (регистрационные № 15644-01, 15644-06), преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительного модели 7829 (регистрационный № 15642-06), влагомеров нефти поточных УДВН-1пм (регистрационные № 14557-01, 14557-05, 14557-15), расходомера ультразвукового UFM 3030 (регистрационный № 48218-11), ИВК (регистрационный № 43724-10) осуществляется в соответствии с документами на поверку и с периодичностью, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

6.4.1.2 Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», определяют по формуле

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

- где δV – относительная погрешность измерений объема нефти ТПР, % (из свидетельства о поверке);
- $\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляется по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho} \cdot 100, \quad (2)$$

- $\Delta \rho$ – абсолютная погрешность измерений плотности нефти ПП или погрешность аттестованного метода измерений (из свидетельства об аттестации методики измерений плотности «ГСИ. Плотность нефти. Методика измерений плотности ареометром при учетных операциях для БИК СИКН № 914, ПСП «Междуреченский» филиала «Урайское УМН» ОАО «Сибнефтепровод» АК «Транснефть» (регистрационный номер ФР 1.29.2012.12529), «ГСИ. Плотность нефти. Методика измерений плотности анализатором плотности жидкости DMA 4500 в химико-аналитической лаборатории филиала Урайское УМН АО «Транснефть-Сибирь» при учетных операциях на СИКН № 914» (регистрационный номер ФР.1.31.2015.19907)), кг/м³;

- ρ – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м³
- δN – относительная погрешность ИВК при вычислениях массы нефти, %;
- $\Delta T_p, \Delta T_v$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;

- G – коэффициент, вычисляемый по формуле

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

- β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (определяется по таблице 3);

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

Таблица 3

ρ , кг/м ³	830,0-839,9	840,0-849,9	850,0-859,9	860,0-869,9	870,0-879,9	880,0-889,9
β , 1/°С	0,00086	0,00084	0,00081	0,00079	0,00076	0,00074

Примечание – Значения, приведенные в таблице 3, используют только для расчета относительной погрешности измерений массы нефти.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН δM_H , %, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595, по формуле

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

- где δM_B – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти в лаборатории, %, вычисляемая по формуле:

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

- ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{\varphi_{XC}}}, \quad (6)$$

- $\rho_{\varphi_{XC}}$ – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³, вычисляемая в соответствии с Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения»;

- $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³ (г/м³), вычисляется по формуле

$$\Delta \varphi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

- $\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

- R_B ,
 R_{XC}
 $R_{МП}$ – воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

- r_B ,
 r_{XC} ,
 $r_{МП}$ – сходимость методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370;

- $W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенные в испытательной лаборатории;

- W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_{\varphi_{XC}}}, \quad (9)$$

- φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, определенная в испытательной лаборатории, мг/дм³;

- W_B – массовая доля воды в нефти, %, измеренная в испытательной лаборатории.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,35$ %.

7. Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – Порядок проведения поверки СИ).

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти и наименование владельца СИКН.

7.2 Особенности конструкции СИКН препятствуют нанесению на нее знака поверки. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.3 Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

7.4 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности в соответствии с Порядком проведения поверки СИ.

**Приложение А
(обязательное)**

Форма протокола поверки СИКН

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование средства измерений: _____

Тип, модель, изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Владелец: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды: _____

Атмосферное давление: _____

Относительная влажность: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

A.1 Внешний осмотр: _____

(соответствует/не соответствует п. 6.1)

A.2 Опробование: _____

(соответствует/не соответствует п. 6.2)

A.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения: _____

(соответствует/не соответствует п. 6.3)

A.4 Определение метрологических характеристик

A.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta V, \%$	G	$T_p, ^\circ\text{C}$	$T_v, ^\circ\text{C}$	$\beta, 1/^\circ\text{C}$	$\Delta\rho, \text{кг/м}^3$	$\rho_{\text{min}}, \text{кг/м}^3$	$\delta\rho, \%$	$\Delta T_v, ^\circ\text{C}$	$\Delta T_p, ^\circ\text{C}$	$\delta N, \%$	$\delta M_B, \%$

Относительная погрешность измерений

массы брутто нефти в соответствии с п. 6.4.2: _____

(соответствует/не соответствует)

A.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

$\delta M_B, \%$	$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta M_H, \%$

Относительная погрешность измерений

массы нетто нефти в соответствии с п. 6.4.3: _____

(соответствует/не соответствует)