

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

«23» декабря 2016 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 914

Методика поверки

МП 0490-14-2016

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань  
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Черепанов М.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 914 (далее – СИКН) с заводским номером 914 и устанавливает объем и порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование и тип СИ	Интервал между поверками в месяцах
Преобразователи расхода жидкости турбинные Heliflu TZ-N с Ду 250 мм модели 250-2000 (далее - ПР)	12
Преобразователь объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели LM16-S6	12
Преобразователи измерительные 644, 3144Р	12
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	12
Преобразователи давления измерительные 3051	12
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	12
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	12
Устройство измерения параметров жидкости и газа 7951	12
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	12
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	12
Манометры для точных измерений типа МТИ	12
Манометры деформационные с трубчатой пружиной 2	12
Комплекс измерительно-вычислительный «ВЕКТОР-02» (далее - ИВК)	12
Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «ВЗЛЕТ МР»	12
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	36
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	24

СИ, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, калибруются в соответствии с действующими нормативными документами (НД), приведенными в таблице 4.

### 1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

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



## 2. Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 4 настоящего документа.

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

## 3. Требования безопасности

При проведении работ соблюдают требования, определяемые НД:

- 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.

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

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».

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.

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

## 4. Условия поверки

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

Характеристики СИКН и параметры нефти при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 3.

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч	от 2280 до 15200
Параметры измеряемой среды: - температура, °С - избыточное давление (минимально и максимально допустимое), МПа - избыточное давление (рабочий диапазон), МПа - плотность в рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup> - кинематическая вязкость в рабочих условиях, сСт	от +7 до +40 от 0,25 до 2,5 от 0,9 до 1,3 от 840 до 880 от 8 до 40

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
- массовая доля воды, %, не более	1,0
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , 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

### 5. Подготовка к поверке

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

### 6. Проведение поверки

#### 6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, указанных в таблице 4 настоящего документа, а так же эксплуатационно-технической документации на СИКН и СИ, входящие в ее состав.

При проведении калибровки СИ, указанных в таблице 4 настоящего документа, проверяют наличие действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на СИ.

#### 6.2 Внешний осмотр

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.

#### 6.3 Опробование

6.3.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

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).

#### 6.3.2 Проверяют герметичность СИКН.

Собирает и заполняется нефтью технологическая схема. 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.

### 6.3.3 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 Г3.0000.11003-СНП/ГТП-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 (контрольная сумма, версия, размер файла) в открывшемся окне нажать кнопку «Расчитать».

Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН «Вектор» проводят в соответствии с 1.2 приложения 1 документа «Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 914 НПС «Конда» Урайское УМН. Паспорт Г3.0000.11003-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, контрольная сумма) 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.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 4

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинные Heliflu TZ-N с Ду 250 мм модели 250-2000	МИ 3380-2012 ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой. Инструкция. ГСИ. Преобразователи расхода жидкости турбинные Heliflu TZ-N фирмы «Faure Herman», Франция. Методика поверки с помощью преобразователя объема жидкости лопастного эталонного», утверждена ФГУП «ВНИИР» в 23.06.2005 г.
Преобразователь объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели LM16-S6	Инструкция. ГСИ. Преобразователи объема жидкости эталонные лопастные Smith Meter модели M16 фирмы FMC EnergySystems, FMC Measurement Solutions, США, Германия. Методика поверки, утверждена ГНМЦ ФГУП ВНИИР



Продолжение таблицы 4

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки». МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными 644, 3144Р	ГОСТ 8.461 - 2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки». Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки, утвержденная ВНИИМС в октябре 2004 г. МИ 2470-2000 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом «FISHER-ROSEMOUNT», США. Методика поверки». МИ 2672-2009 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения "В" фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания»
Манометры для точных измерений типа МТИ, манометры показывающие для точных измерений МПТИ, манометры деформационные с трубчатой пружиной 2	МИ 2124 - 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее - ПП)	МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 2403-97 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	РД 50-294-81 «Методические указания. Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки», утвержден 28.12.1981 г. МИ 3001-2006 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы «Solartron Mobrey Limited». Методика поверки в динамическом режиме». МИ 3119-2016 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости 7827, 7829, FVM и HFVM. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»

## Окончание таблицы 4

Наименование СИ	НД
Устройство измерения параметров жидкости и газа 7951	ГСИ. Вычислители расхода моделей 7950, 7951, 7955 фирмы «Mobrey Measurement» Великобритания. Методика поверки, утверждена ГНМЦ ФГУП ВНИИМ в 2006 г.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее - влагомер)	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «ВЗЛЕТ МР»	«Методика поверки». Руководство по эксплуатации В12.00-00.00 РЭ, утверждено ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в 2004 г.
Комплекс измерительно-вычислительный «ВЕКТОР-02»	Документ «Инструкции. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «ВЕКТОР-02». Методика поверки», утвержден ГЦИ СИ ФГУП «Тюменский ЦСМ» в декабре 2009 г.
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»

## 6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН  $\delta M_B$ , %, 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  $\delta V$  – относительная погрешность измерений объема нефти ПР, % (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 измерения 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 измерения 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/м<sup>3</sup>;

$\delta N$  – относительная погрешность ИВК при вычислении 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

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

$\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти,  $1/^\circ\text{C}$  (определяется по таблице 5);

$T_p, T_v$  - температура нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно,  $^\circ\text{C}$ .

Таблица 5

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	840,0-849,9	850,0-859,9	860,0-869,9	870,0-879,9	880,0-889,9
$\beta$ , $1/^\circ\text{C}$	0,00084	0,00081	0,00079	0,00076	0,00074

**Примечание** - Значения, приведенные в таблице 5, 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  $\delta M_H$ , %, 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  $\delta M_B$  - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_B$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти в лаборатории, %, вычисляемая по формуле:

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

$\Delta W_{XC}$  - 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/м<sup>3</sup>, 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/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>), вычисляются 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

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

- $R_{\text{В}}$ ,  $R_{\text{ХС}}$ ,  $R_{\text{МП}}$  – воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;  
 $r_{\text{В}}$ ,  $r_{\text{ХС}}$ ,  $r_{\text{МП}}$  – сходимости 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;  
 $W_{\text{МП}}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенные в испытательной лаборатории;  
 $W_{\text{ХС}}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

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

- $\varphi_{\text{ХС}}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, определенная в испытательной лаборатории, мг/дм<sup>3</sup>;  
 $W_{\text{В}}$  – 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 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Порядком проведения поверки СИ.