

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

29 декабря 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти

«СИКН № 905 ПСП на 915 км Волгоградского РНУ АО «Транснефть - Приволга»

Методика поверки

МП 0718-14-2017

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань
2017

РАЗРАБОТАНА	ФГУП «ВНИИР»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Фролов Э.В.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки предназначена для проведения поверки средства измерений (СИ) «Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 905 ПСП на 915 км Волгоградского РНУ АО «Транснефть - Приволга»» (далее – система) и устанавливает методику ее 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 ее в эксплуатацию, а также после ее ремонта.

Периодическая поверка системы выполняется в процессе ее эксплуатации.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	7.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталона 1-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки преобразователей расхода жидкости ультразвуковых DFX-ММ (далее – УЗР), входящих в состав системы, во всем диапазоне измерений.

2.2 При осуществлении поверки СИ, входящих в состав системы, применяют средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на поверку, приведенных в таблице 3 настоящей методики поверки.

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

3 Требования к квалификации поверителей

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

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию по эксплуатации на поверяемую систему и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

4 Требования безопасности

4.1.1 При проведении испытаний соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми НД;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок - Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

4.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» помещение блок-бокса блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК) относится к категории А, площадка блока измерительных линий (БИЛ) и узла подключения передвижной поверочной установки (ППУ) – А, операторная – Д, по классу взрывоопасных зон согласно Правилам устройства электроустановок – помещение блок-бокса БИК относится к классу В-1а, площадка БИЛ и узла подключения ППУ – В-1а, согласно ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон» система относится к классу 2. В соответствии с ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам» нефть относится к категории взрывоопасной смеси - ПА. В соответствии с ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения» нефть относится к группе взрывоопасной смеси ТЗ.

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

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

4.5 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.

4.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания системы разрабатываются инструкция по эксплуатации системы, инструкции по видам работ.

5 Условия поверки

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

5.2 Метрологические и основные технические характеристики системы при проведении поверки на месте эксплуатации должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2 соответственно.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон динамических измерений массы нефти, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	от 246 до 6300 (от 300 до 7000)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	6 (4 рабочие, 1 резервная, 1 резервно-контрольная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - минимально допустимое - рабочее - максимально допустимое	0,1 от 0,2 до 4,5 5,5
Температура измеряемой среды, °С	от +1,0 до +40,0
Плотность измеряемой среды, $\text{кг}/\text{м}^3$: - при минимальной в течение года температуре измеряемой среды - при максимальной в течение года температуре измеряемой среды	от 870,0 до 900,0 от 820,0 до 880,0
Вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, $\text{мм}^2/\text{с}$ (сСт)	от 5,0 до 130,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, $\text{мг}/\text{дм}^3$, не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн^{-1} (ppm), не более	100,0
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн^{-1} (ppm), не более	100,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный

6 Подготовка к поверке

6.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

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

- комплектность системы должна соответствовать её описанию типа и эксплуатационной документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению системы и проведению ее поверки;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;
- СИ, входящие в состав системы, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методиками 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».

7.1.2 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей методики поверки.

7.1.3 Система, непрошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы

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

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 (далее - ИВК) проводят в соответствии с документом «Измерительно-вычислительный контроллер ИВК ТН-01. Руководство пользователя. RU.АКТН.16.040.004-К01-ИЗ».

7.2.3 Для просмотра версии ПО, контрольной суммы и других сведений необходимо вызвать экранную форму «Основное окно» нажатием одноименной кнопки в верхнем меню, затем в открывшейся экранной форме нажать кнопку «Сведения о ПО». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК.

7.2.4 На экранной форме «Сведения о ПО» в виде таблицы отображаются идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК. Метрологически значимая часть ПО представлена набором программных модулей, выполняющих определенные вычислительные операции.

7.2.5 Идентификация каждого модуля проводится по его наименованию, номеру версии и контрольной сумме. Эти данные указываются в полях «Идентификационное наименование», «Версия» и «Цифровой идентификатор» таблицы.

7.2.6 При загрузке ПО ИВК автоматически проверяет целостность программных модулей метрологически значимой части ПО и при установлении соответствия загружает их в память. Факт успешной загрузки модуля отражается текстом «Модуль загружен» в поле «Состояние» таблицы.

7.2.7 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа системы.

7.3 Опробование

7.3.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав системы.

7.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность формирования отчетов.

7.3.3 Проверяют герметичность системы.

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

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

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

7.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

7.4.1.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при косвенном методе динамических измерений вычисляют по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \times (\delta_\rho^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_V^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти с применением УЗР, %. За δ_V принимают относительную погрешность УЗР, если сумма остальных составляющих погрешностей измерений нефти является несущественной в соответствии с ГОСТ 8.009-84 «ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений»;

G – коэффициент, вычисляется по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_V}{1 + 2 \times \beta \times T_\rho}, \quad (2)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$ (Приложение А ГОСТ Р 8.595);

T_ρ, T_V – температура нефти на момент поверки при измерениях плотности и объема нефти соответственно, $^\circ\text{C}$;

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835 (далее – ПП), ареометра или лабораторного плотномера, %, вычисляется по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \times 100 \quad (3)$$

где $\Delta\rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, ареометра или лабораторного плотномера, кг/м^3 ;

ρ_{\min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м^3 ;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – абсолютные погрешности измерений температуры $T_\rho, T_V, ^\circ\text{C}$;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %.

7.4.1.2 Значения относительных и абсолютных погрешностей составляющих формулы (1) подтверждают свидетельствами об утверждении типа СИ и действующими свидетельствами о поверке.

7.4.1.3 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25\%$.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

7.4.2.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

7.4.2.2 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти системой δM_H , %, вычисляют по формуле

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

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляется по формуле (7);

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляется по формуле (7);

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляется по формуле (7);

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

W_B – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории, %;

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

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

$$W_{XC} = \frac{0,1 \times \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (6)$$

где φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

7.4.2.3 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

7.4.2.4 Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателей качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимостъ метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

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

7.4.3 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы.

7.4.3.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 - СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
УЗР	МИ 3287-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»
Преобразователи (датчики) давления типа EJ*	МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*. Методика поверки. С изменением № 1», утвержденная ФГУП ВНИИМС 14.11.2016 г.
Датчики температуры Rosemount 644	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, 3144P. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости FVM	МП 01-251-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» 07 апреля 2015 г.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.
ИВК	МП 0509-14-2016 «Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01. Методика поверки»
Двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel»	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»
Манометры для точных измерений МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МТИф	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	НД
Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97	Документ «Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 02.10.2001 г. МК 0001-1401-15-15 «Методика калибровки преобразователи расхода жидкости в составе блоков измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов». ФГУП «ВНИИР», январь 2015 г.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утверждённому руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.

7.4.3.2 Допускается проводить калибровку счетчика жидкости турбинного CRA/MRT 97 и преобразователей (датчиков) давления типа EJ* по соответствующим методикам поверки, приведенным в таблице 3.

8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме Приложения 1 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного Приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

8.2 На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти, а также диапазон измеряемого расхода системы, определяющийся значениями минимального и максимального расхода. За значение минимального расхода принимают минимальный расход того УЗР, у которого расход среди всех рабочих УЗР наименьший (согласно свидетельствам об их поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму максимальных расходов УЗР, установленных на рабочих измерительных линиях системы (согласно свидетельствам об их поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно меньше.

8.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

8.4 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного Приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.