

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
ФГУП «ВНИИР»


В.А. Фафурин
«16» апреля 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 292 для нефтесборного пункта
«Романово»

Методика поверки
МП 0961-14-2019

Начальник НИО-14


Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛЬ

Фролов Э.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки предназначена для проведения поверки средства измерений (СИ) «Система измерений количества и показателей качества нефти № 292 для нефтесборного пункта «Романово» (далее по тексту – система) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодических поверок при эксплуатации.

Поверку системы осуществляют только аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений организации.

Первичная и периодическая поверка системы и СИ, входящих в состав системы, 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.

Методика поверки системы 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 (контроль) метрологических характеристик	7.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion моделей CMF 350M (далее по тексту – СРМ), входящих в состав системы, в рабочем диапазоне измерений расхода.

2.2 При осуществлении поверки СИ, входящих в состав системы, применяют средства поверки, указанные в документах 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 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 При проведении поверки 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 документами;

- 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 Российской Федерации.

4.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно Своду правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» помещение блока технологического (БТ) относится к категории Б, помещение эталонной поверочной установки (ЭПУ) – к категории Б. По классу взрывоопасных зон согласно Правилам устройства электроустановок – помещение БТ относится к В-1а/класс 2, открытая площадка БТ относится к В-1г/класс 2, помещение ЭПУ В-1а/класс 2. 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 Поверка системы осуществляется в условиях эксплуатации.

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

5.3 Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

5.4 Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление измеряемой среды, МПа - минимальное (на выходе системы) - рабочее - максимальное	0,3 3,0 4,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 0 до +35
Диапазон динамической вязкости измеряемой среды при +20 °С, мПа·с (сПз)	от 1,6 до 15,0
Диапазон плотности измеряемой среды при +20 °С, кг/м ³	от 805,0 до 830,0
Диапазон плотности измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 793,7 до 847,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	отсутствует
Давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Температура застывания измеряемой среды, °С, не выше	-9
Содержание свободного газа	не допускается

6 Подготовка к поверке

6.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и документами 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 описанием типа, их методиками поверки.

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, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Опробование

7.2.1 Опробование проводят в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав системы.

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

7.2.3 Проверяют герметичность системы.

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

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

7.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы

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

7.3.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее по тексту – ИВК) проводят в соответствии с руководством пользователя на контроллер в следующей последовательности:

а) включить питание ИВК;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК главного меню или войти в главное меню;

в) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню 5.SYSTEM SETTINGS;

г) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню 7.SOFTWARE VERSION;

д) нажатием клавиши «Стрелка вправо» и «Стрелка влево» получить идентификационные данные с экранов:

- VERSION CONTROL FILE CSUM – контрольная сумма конфигурации;

- VERSION APPLICATION SW – версия ПО ИВК.

Результат подтверждения соответствия ПО ИВК считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО ИВК (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа системы для ИВК (таблица 1, ПО ИВК).

7.3.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «ФОРВАРД» проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

а) в основном меню, расположенном в верхней части экрана монитора АРМ оператора, выбрать пункт меню «О программе»;

б) нажать кнопку «Модули», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО АРМ оператора «ФОРВАРД».

Полученные результаты идентификации ПО АРМ оператора «ФОРВАРД» должны соответствовать данным, указанным в описании типа на систему (таблица 1, ПО АРМ оператора «ФОРВАРД»).

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

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы

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

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Документ
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением № 1, утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 22 декабря 2016 г. МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компак-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»
Датчики температуры AUTROL модели АТТ2100	МП 207.1-073-2017 «Датчики температуры AUTROL модели АТТ2100. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 25.10.2017 г.
Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
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.
Преобразователь плотности и расхода СДМ	МП 02-221-2015 с изменением № 1 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода СДМ. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» 24 мая 2017 г.
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	МП 0392-13-2016 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», с изменением № 1, утвержденная ФГУП «ВНИИР» 20 октября 2017 г.
Манометры МТИф модификации ВУ Кс	МИ 2124-90 «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утверждённая руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	Документ
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB	МИ 1972–95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников» МИ 3155–2008 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерника и объемного счетчика» МИ 3593-2017 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерников»

7.4.1.2 Результат поверки системы считают положительным, если все СИ, входящие в состав системы, на момент проведения поверки системы поверены в соответствии с требованиями документов, приведенных в таблице 3.

7.4.1.3 Если очередной срок поверки СИ из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, поверяется только это СИ, при этом поверку системы не проводят.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

7.4.2.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 8.595–2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

При прямом методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.595 (п. 5.8.1) за относительную погрешность измерений массы брутто нефти системы δM_B , %, принимают погрешность, равную пределам допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти с применением СРМ $\pm 0,25$ %.

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

7.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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

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

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

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляется по формуле (8). При измерениях объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1ПМ (далее – ВН) ΔW_B , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \Delta \varphi_B \times \frac{\rho_B}{\rho_{\varphi_B}}, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, %;

ρ_{φ_B} – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

ρ_B – плотность воды в нефти, кг/м³, вычисляют по формуле

$$\begin{aligned} \rho_B = & 999,97358 \times (1 - (7,0134 \times 10^{-8} \times \Delta t + 7,926504 \times 10^{-6} \times \Delta t^2 - \\ & - 7,575677 \times 10^{-8} \times \Delta t^3 + 7,314894 \times 10^{-10} \times \Delta t^4 - \\ & - 3,596458 \times 10^{-12} \times \Delta t^5)) \times (1 + (5,074 \times 10^{-4} - 3,26 \times 10^{-6} \cdot t_{\text{БИК}} + \\ & + 4,16 \times 10^{-8} \times t_{\text{БИК}}^2) \times P_{\text{БИК}}), \end{aligned} \quad (3)$$

$$\Delta t = t_{\text{БИК}} - 3,9818, \quad (4)$$

где $t_{\text{БИК}}$ – текущее значение температуры нефти в блоке измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), °С;

$P_{\text{БИК}}$ – текущее значение давления нефти в БИК, МПа;

$\Delta W_{\text{МП}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляется по формуле (8);

$\Delta W_{\text{ХС}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{\text{ХС}} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{Н}}^{\text{ХС}}}, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{\text{ХС}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляется по формуле (8);

$\rho_{\text{Н}}^{\text{ХС}}$ – плотность нефти при условиях измерений $\varphi_{\text{ХС}}$, кг/м³;

$W_{\text{В}}$ – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории, %. При измерениях объемной доли воды ВН массовую долю воды в нефти ИВК вычисляет по формуле

$$W_{\text{В}} = \varphi_{\text{В}} \times \frac{\rho_{\text{В}}}{\rho_{\varphi_{\text{В}}}}, \quad (6)$$

где $\varphi_{\text{В}}$ – объемная доля воды в нефти, измеренная ВН, %;

$\rho_{\text{В}}$ – плотность воды в нефти, вычисленная по формуле (3);

$\rho_{\varphi_{\text{В}}}$ – плотность нефти при условиях измерений $\varphi_{\text{В}}$, кг/м³;

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

$W_{\text{ХС}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная в лаборатории и вычисляемая по формуле

$$W_{\text{ХС}} = \frac{0,1 \times \varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{Н}}^{\text{ХС}}}, \quad (7)$$

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

7.4.3.3 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \times 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «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».

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

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 и наименование владельца системы.

8.3 Особенности конструкции системы препятствуют нанесению на нее знака поверки. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

8.4 Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

8.5 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.

**Приложение А
(обязательное)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование средства измерений: _____
Тип, модель, изготовитель: _____
Заводской номер: _____
Владелец: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует)
2. Подтверждение соответствия программного обеспечения: _____
(соответствует/не соответствует)
3. Опробование: _____
(соответствует/не соответствует)
4. Определение метрологических характеристик
 - 4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы в соответствии с п. 7.4.1.2: _____
(соответствует/не соответствует)
 - 4.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти в соответствии с п. 7.4.2.2: _____
(соответствует/не соответствует)

4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Таблица 1 – 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. 7.4.3.5: _____
(соответствует/не соответствует)

должность лица,
проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки