

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

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ
ЦПС НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Методика поверки

МП 0618-14-2017

Начальник НИО-14

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти ЦПС Новопортовского месторождения» (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 её 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 – 12 месяцев.

1 Операции поверки

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

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения системы	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 или 2-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости» или ГОСТ 8.142-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модификации CMF 400 в комплекте с измерительным преобразователем серии 2700 (далее – СРМ), входящих в состав системы во всем диапазоне измерений.

2.2 Средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки средств измерений (СИ), входящих в состав системы, приведенных в таблице 5 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 нормативными документами (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 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 - IIА. 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 Правил 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 взрывозащищённое. 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.

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

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 технические характеристики системы при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2 и таблице 3 соответственно.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода измеряемой среды, т/ч (м ³ /ч)	от 35 до 1248 (от 41 до 1500)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: – в рабочем режиме – в режиме поверки и контроля метрологических характеристик	0,2 0,4
Температура измеряемой среды, °С	от +30 до +45
Плотность измеряемой среды, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ : – при 20 °С – при 15 °С	от 850,1 до 870,0 от 853,7 до 873,5
Вязкость кинематическая измеряемой среды при температуре 20 °С, мм ² /с (сСт), не более	10
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более: – рабочее – расчетное	5,7 6,3

Окончание таблицы 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	5 (четыре рабочих, одна контрольно-резервная)
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – температура воздуха в блочно-модульном здании, °С, не ниже – относительная влажность воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -46,5 до +32,8 10 80 от 96 до 104
Срок службы, лет, не менее	30

6 Подготовка к поверке

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

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

7.1.1.1 Комплектность системы должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

7.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

– на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих внешний вид и препятствующих её применению и проведению 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 методикой 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 СИ, входящие в состав системы поверяют в соответствии с методиками поверки, указанными в таблице 5.

7.1.3 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

7.1.4 Система не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы

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

7.2.1.1 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в таблице 4.

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ «Rate АРМ оператора УУН» (основное и резервное)	ИВК (основной и резервной)
Идентификационное наименование ПО	RateCalc	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.3.1.1	6.10
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	24821CE6

7.2.1.2 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

7.2.1.3 Определение идентификационных данных ПО проводят в соответствии с технической документацией на систему.

7.2.1.4 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОСТОПУС-Л» («ОКТОПУС-Л») «Formula.o» проводят в соответствии с МС 2000.00.003.РЭ. «Комплексы измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л («ОСТОПУС-Л»). Руководство по эксплуатации».

При входе в подпункт «СВЕДЕНИЯ о ПО» на экране отображается версия интерфейса ПО, название объектного файла, контрольной суммы, внутренний номер алгоритма. Вид окна показан на рисунке 1



Рисунок 1

7.2.1.5 Определение идентификационных данных ПО «Rate АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с «Программный комплекс ПО «Rate АРМ оператора УУН». Руководство пользователя».

7.2.1.6 Для получения идентификационных сведений нажимают кнопку "Версия" на рисунке 2



Рисунок 2

7.2.1.7 После нажатия, откроется окно с версией ПО и информацией о свидетельствах. Вид окна показан на рисунке 3.



Рисунок 3

7.2.1.8 В появившемся окне необходимо нажать кнопку "Получить данные по библиотеке". После нажатия, откроется окно с информацией о контрольной сумме. Вид окна показан на рисунке 4.



Рисунок 4

7.2.1.9 В появившемся окне приведены идентификационные данные ПО «Rate API оператора УУН».

7.2.1.10 Полученные контрольные суммы должны совпадать с контрольными суммами в описании типа на систему.

7.2.1.11 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО системы (идентификационное наименование ПО, номер версии, идентификационный номер ПО, контрольные суммы) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа.

7.3 Опробование

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

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

7.3.3 Проверяют герметичность системы.

7.3.4 На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек 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 прямом методе динамических измерений системы принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти СРМ.

7.4.1.2 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25$ %.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

7.4.2.1 Относительную погрешность системы при измерениях массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют в соответствии с ГОСТ Р 8.595 по формуле

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

где δM_B – относительная погрешность системы при измерениях массы брутто нефти, %;
 ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (6); при измерении объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм (далее – ВН) вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B} \quad (2)$$

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

ρ_B – плотность воды при условиях измерений φ_B , кг/м³;

ρ_H^B – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

φ_B – объемная доля воды в нефти, %, измеренная ВН или в лаборатории;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (3)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, по формуле (6);

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

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

При измерении объемной доли воды ВН массовая доля воды вычисляется ИВК по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (4)$$

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

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

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

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

7.4.2.2 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».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где R и r – пределы воспроизводимости и повторяемости (сходимости) метода определения соответствующего показателя качества нефти.

7.4.2.4 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».

7.4.2.5 Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

7.4.2.6 Результат поверки признают положительным, если значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой не превышают $\pm 0,35$ %.

7.5 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД	Интервал между поверками, месяцы
СРМ	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»	12

Окончание таблицы 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД	Интервал между поверками, месяцы
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 644	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи из платины, меди и никеля. Методика поверки» Документ 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки»	12
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051TG (предназначенные для измерений избыточного давления)	МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»	12
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» МП 2302-0062-2012 «Преобразователи плотности измерительные модели 7835. Методика Поверки»	12
ВН	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»	12
Комплекс измерительно-вычислительный «ОСТОПУС-L» («ОКТОПУС-Л») (далее – ИВК)	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»). Методика поверки»	12
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2011	12
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»	36

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений, которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, калибруются в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 6.

Таблица 6 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД	Интервал между калибровками, месяцы
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051CD (предназначенные для измерений разности давления)	МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»	12
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки»	12

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.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

8.2 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.