

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский


«27» октября 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ № 450

Методика поверки

МП 0643-14-2017

Зам. начальника отдела –
ведущий инженер НИО-14
 М.В. Черепанов

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений «Системы измерений количества и показателей качества нефти № 450» (далее – система) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Первичная и периодическая поверка системы и средств измерений (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.

Поверка системы проводится на месте ее эксплуатации. Поверку системы допускается проводить в меньшем диапазоне измерений расхода нефти, чем указано в описании типа на систему.

При этом диапазон измерений массы нефти системы определяется значениями 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.

На основании письменного заявления владельца системы допускается проводить периодическую поверку СИ, предназначенных для измерений параметров измеряемой среды в ограниченном диапазоне измерений.

При поверке СИ в ограниченном диапазоне измерений соответствующая запись должна быть сделана в свидетельстве о поверке и (или) в паспорте (формуляре) СИ.

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 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 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 турбинных (далее – ТПР), 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 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 во взрывоопасных зонах, 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.

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 Характеристики системы при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 300 до 2100
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно - резервная)
Избыточное давление нефти, МПа: – рабочее – минимально допустимое – максимально допустимое	от 0,2 до 1,2 0,2 1,6
Показатели качества измеряемой среды: – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт) – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ – температура нефти, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 4 до 30 от 824 до 885 от -2 до +15 0,5 300 0,05
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, 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 системы.

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 препятствующих ее 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 или калибровки, 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 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 3,4.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	PX.7000.01.04
Цифровой идентификатор ПО	A204D560
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора «ГКС расход НТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MassaNettoCalc.fct
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0
Цифровой идентификатор ПО	90A86D7A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	Man_Dens.fct
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0
Цифровой идентификатор ПО	31A90EB4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMX_KPR.bmo
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0
Цифровой идентификатор ПО	1C5A09E6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMX_TPU.bmo
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0
Цифровой идентификатор ПО	E3B5006C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Окончание таблицы 4 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора «ГКС расход НТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3380.bmo
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0
Цифровой идентификатор ПО	4522CBV0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

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 ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство оператора. РХ.7000.01.04 РО».

При проведении проверки идентификационных данных ПО проверяют соответствие номера версии и идентификационного наименования ПО, указанного в описании типа.

Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК необходимо выбрать меню **Основные параметры → Просмотр → О программе.** (Рисунок 1)

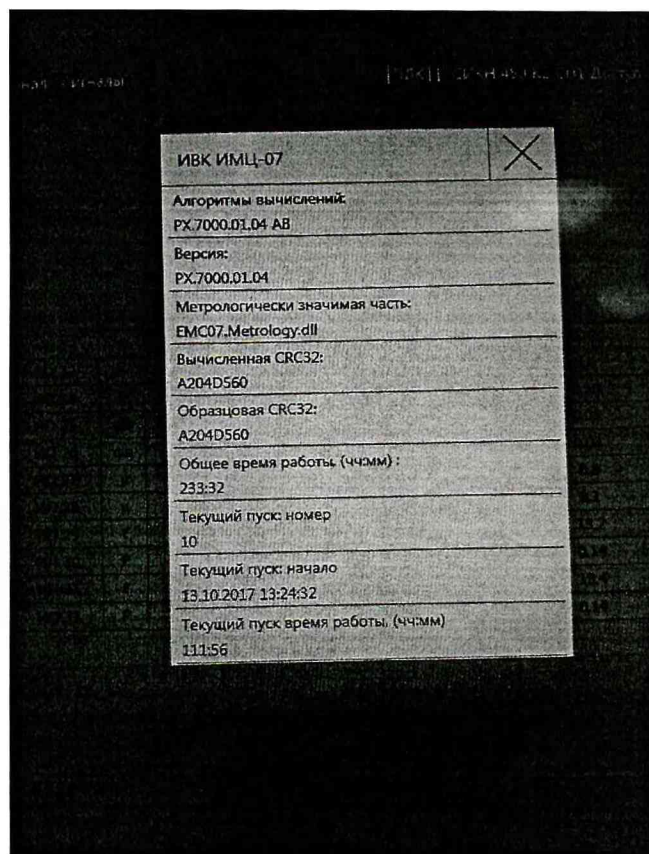


Рисунок 1

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора.

7.2.2.1 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора системы проводят в соответствии с Инструкцией пользователя АРМ оператора.

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора системы необходимо на мониторе нажать левой кнопкой мыши на эмблеме организации в правом верхнем углу.

На экране откроется панель. Содержащая информацию о наименовании ПО, номере версии ПО, имени файла и его контрольной суммы (Рисунок 2).

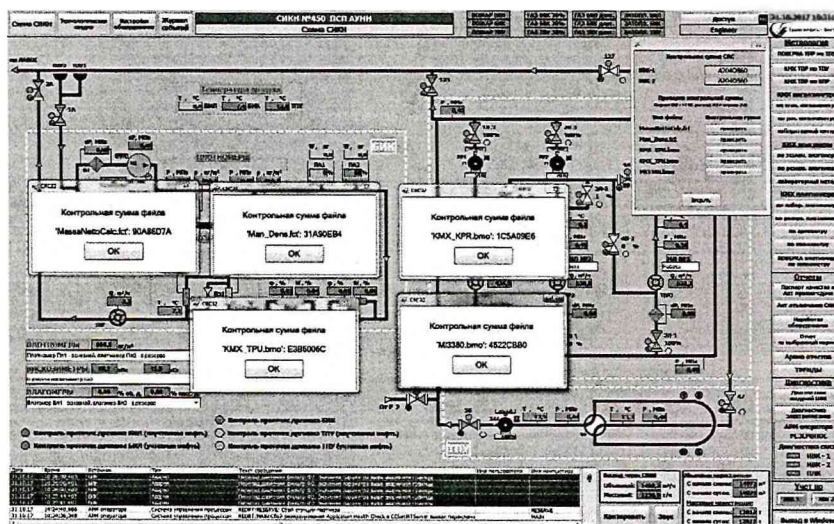


Рисунок 2

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания АРМ и СИ устойчивые, значения параметров находятся в установленном пределе и в журналах сообщений АРМ и ИВК отсутствует информация о сбоях и недопустимых отклонениях в технологическом процессе, а идентификационные данные ПО соответствуют приведенным в таблицах 3,4.

7.3 Опробование

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

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

- проверяется наличие электропитания на элементах системы и средствах поверки;
- проверяется наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора системы 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 системы распечатываются пробные отчеты (протоколы поверки, оперативные отчеты).

7.3.2 Проверяют герметичность системы.

Оперативным персоналом путем визуального осмотра по месту, а также по сигнализации на АРМ оператора системы, проверяется отсутствие утечек измеряемой среды через элементы оборудования и СИ системы. На элементах оборудования и СИ системы не должно наблюдаться следов измеряемой среды.

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

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

7.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением системы.

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

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

где δV – относительная погрешность измерений объема нефти ТПР, % (из свидетельства о поверке);

$\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835 (далее – ПП), %, вычисляется по формуле

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

$\Delta \rho$ – абсолютная погрешность ПП, кг/м³ (из свидетельства о поверке ПП);

ρ_{\min} – минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности нефти системы, кг/м³;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;

β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (приложение А ГОСТ Р 8.595);

δN – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}, \quad (3)$$

где T_p, T_v – температура нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °C.

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

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением системы.

7.4.2.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти с применением системы 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, % при измерении массовой доли воды в лаборатории вычисляется 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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \phi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (6)$$

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³;

$\Delta \phi_{XC}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³, вычисляются по формуле

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

$\Delta W_{МП}$ – 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 2477-65 «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» соответственно;

$\Gamma_B, \Gamma_{XC}, \Gamma_{МП}$ – 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 соответственно;

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

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

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

φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %.

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

7.4.3 Определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав системы.

Определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Таблица 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД	Интервал между поверками, месяцы
Преобразователи расхода турбинные НТМ10 и преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 250 мм	МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой».	12
ПП и преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации».	12
Преобразователи плотности и вязкости FVM	МП 01-251-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. Методика поверки». МИ 3302-2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»	12
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки».	12

Продолжение таблицы 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД	Интервал между поверками, месяцы
Датчики температуры ТМТ142R	МП 63821-16 «Датчики температуры ТМТ142R, ТМТ142С, ТМТ162R, ТМТ162С. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 04.08.2015 г.	12
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 г.	12
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	Документ НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 12.10.2015 г.	12
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07	МИ 3395-2013 «Рекомендация «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 15 апреля 2013 года».	12
Датчики температуры 644 и преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65	МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R исполнения «В» фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания»; Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р фирм Rosemount Inc. США, Emerson Process Management Temperature GmbH, Германия, Emerson Process Management Asia Pacific Pte LTD, Сингапур. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИМС 08.2008 г.	12
Манометры МП показывающие и сигнализирующие	Методика поверки «Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакуумметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, мановакуумметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 10.02.2014 г.	12
Манометры показывающие МП	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки».	12
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».	36
Термометр электронный «ЕхТ-01»	Инструкция «Термометры электронные «ЕхТ-01». Методика поверки» ТКЛШ 2.822.001 МП, согласованной с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2009 г.	12

Окончание таблицы 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД	Интервал между поверками, месяцы
Двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы "Daniel" Ду от 8" до 42"	МИ 1972-95 Рекомендация. «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников».	24
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»	12
Преобразователи давления измерительные EJX	Инструкция. «ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.	12
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7829)	МИ 3302-2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»	12
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-400	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки».	12
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	Документ МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утвержденный руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва».	12
Устройство распределённого ввода-вывода SIMATIC ET200	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. 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 диапазон измерений объемного расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

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.