

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

05 октября 2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 1008 НА
ВХОДЕ МАРИЙСКОГО НПЗ

Методика поверки

МП 0789-14-2018

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань
2018

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1008 на входе Марийского НПЗ (далее – СИКН) и устанавливает методику периодической (первичной) поверки при эксплуатации, а так же после ремонта.

Первичная и периодическая поверка СИКН и средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН, 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 СИКН проводится на месте ее эксплуатации. Поверку СИКН допускается проводить в меньшем диапазоне измерений расхода нефти, чем указано в описании типа на СИКН.

За значение минимального расхода СИКН принимают значение минимального расхода рабочего преобразователя расхода (согласно свидетельству о поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За значение максимального расхода СИКН принимают значение суммы максимальных расходов рабочих преобразователей расхода (согласно свидетельствам об их поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

На основании письменного заявления владельца СИКН 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 СИКН – 12 месяцев.

1 Операции поверки

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

Т а б л и ц а 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 СИКН	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	7.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Основное средство поверки

2.1.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда, в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки расходомеров массовых Promass, входящих в состав СИКН, во всем диапазоне измерений.

2.2 Средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведены в таблице 5 настоящей инструкции.

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические и основные технические характеристики аналогичны или лучше указанных в документах, приведенных в таблице 2,3 настоящей инструкции.

3 Требования к квалификации поверителей

3.1 Поверку СИКН осуществляют аккредитованные в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки средств измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию по эксплуатации на поверяемую СИКН 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 от 12 марта 2013 г. № 101 «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 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 СИКН с размещенным внутри оборудованием, относится:

- к категории помещений - Ан;
- по классу взрывоопасных зон - В1-а;
- по категории и группе взрывопожарной смеси - II-АТЗ.

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 СИКН 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 СИКН разрабатываются инструкция по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ, инструкции о взаимоотношениях принимающей и сдающей нефть сторонами.

5 Условия поверки

Поверка СИКН осуществляется на месте ее эксплуатации.

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

5.2 Метрологические и основные технические характеристики СИКН при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2 и таблице 3 соответственно.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон расхода измеряемой среды, м ³ /ч (т/ч)	от 60 до 403 (от 53 до 345)
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 СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	3 (1 рабочая, 1 резервная и 1 контрольная)
Давление измеряемой среды, МПа: - рабочее - максимальное допускаемое	от 0,4 до 1,0 1,2
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 13,4 до 32,7
Режим работы СИКН	непрерывный
Вязкость кинематическая измеряемой среды, сСт, не более: - при температуре нефти +20 °С - при температуре нефти +50 °С	13,5 5,8

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³ : - при температуре нефти +15 °С - при температуре нефти +20 °С	от 859,5 до 884,0 от 856,1 до 875,0
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
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 серы, %, не более	1,8
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн ⁻¹ , (ppm), не более	10
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С - температура воздуха в помещении, °С	от -50 до +50 от +5 до +40

6 Подготовка к поверке

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

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

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

7.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

– на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих внешний вид и препятствующих ее применению и проведению поверки;

– надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

– СИ, входящие в состав СИКН, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методикой поверки и (или) описанием типа.

7.1.2 СИ, входящие в состав СИКН 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 СИКН.

7.1.4 СИКН непрошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН

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

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

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК (рабочий)	ПО ИВК (резервный)
Идентификационное наименование ПО	-	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.01	24.75.00
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	EVE1	E825

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (далее – ИВК) проводят в следующей последовательности:

- включить питание ИВК, если питание было выключено;
- на передней панели ИВК в режиме индикации нажать клавиши «Статус», «Дисплей»;
- нажатием клавиши «↓» (стрелка вниз) переместиться до конца списка;
- на экран ИВК выводится цифровой идентификатор ПО (цифровой идентификатор ПО должен соответствовать информации, указанной в описании типа).

7.2.3 Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным указанным в описании типа на СИКН.

7.2.4 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.

7.3 Опробование

7.3.1 Опробование проводят в соответствии с документом на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

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

7.3.3 Проверяют герметичность СИКН.

7.3.4 На элементах и компонентах СИКН 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 СИКН принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти расходомеров массовых Promass.

7.4.1.2 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности СИКН 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 измерений массы нетто нефти δM_H , %, определяют по формуле:

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

где δM_B - относительная погрешность СИКН при измерениях массы брутто нефти, %;

ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (4);

$\Delta W_{МП}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в лаборатории, %, по формуле (4);

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в лаборатории, %, вычисляемые по формуле:

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, по формуле (4);

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:

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

где φ_{XC} - 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 ИСО 5725-6-2002 «Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 6. Использование значений точности на практике».

Допускается до оценки промежуточных показателей прецизионности и правильности стандартных методов измерений в каждой лаборатории определять погрешности измерений в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}. \quad (4)$$

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 2477-2014 «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 СИКН не превышают $\pm 0,35\%$.

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

Таблица 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Документ	Интервал между поверками, месяцы
Расходомеры массовые Promass	МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры, массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»	12
Преобразователи давления измерительные Cerabar S PMP	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»	12
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR в комплекте с преобразователями измерительными iTemp PСP TMT 181	МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R исполнения "В" фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания» ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки» Документ «Преобразователи измерительные серии iTemp. Методика поверки», разработанным и утвержденным ВНИИМС, декабрь 2003 г.	12
Преобразователь плотности жидкости измерительный (мод. 7835)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 2403-95 «ГСИ. Рекомендация. ГСИ. Поточные вибрационные преобразователи плотности. Методика поверки на месте эксплуатации» Документ «Рекомендация. ГСИ. Плотномеры вибрационные поточные. Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИР в марте 2005 г.	12
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»	12

Продолжение таблицы 5

Наименование СИ	Документ	Интервал между поверками, месяцы
Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000	МИ 3156-2008 «Рекомендация. ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки»	12
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»	36
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки» Документ 5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011г.	12

Расходомер UFM 3030, не участвующий в определении массы нефти, и результаты измерений, которого не влияют на погрешность измерений массы нефти, калибруется в соответствии с действующими документами.

8 Оформление результатов поверки

8.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в Приложении А.

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН по форме Приложения 1 «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 диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

8.3 При отрицательных результатах поверки СИКН 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 02.07.2015 № 1815.

Приложение А
(рекомендуемое)

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: _____

Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды: _____
Атмосферное давление: _____
Относительная влажность: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует)
2. Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН: _____
(соответствует/не соответствует)
3. Опробование: _____
(соответствует/не соответствует)
4. Определение метрологических характеристик
- 4.1 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы брутто нефти

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 СИКН принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти расходомеров массовых Promass $\pm 0,25$ %.

4.2 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta M_B, \%$	$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta M_H, \%$

 Должность лица, проводившего поверку

 Подпись

 Ф.И.О.

 Дата поверки