

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

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

27 июля 2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 1027
ООО «РН-КОМСОМОЛЬСКИЙ НПЗ»

Методика поверки

МП 0793-14-2018

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань
2018

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Шабалин А.С., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти № 1027 ООО «РН-Комсомольский НПЗ» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок на месте эксплуатации.

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

Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или меньшем диапазоне в соответствии с заявлением владельца СИКН.

Если очередной срок поверки средств измерений из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это средство измерений, при этом поверку СИКН не проводят.

Интервал между поверками СИКН и средств измерений (СИ) из состава СИКН, за исключением установки поверочной СР, термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 и СИ, указанных в п. 7.4.1.2 и п. 7.4.1.3 настоящей методики поверки – 1 год.

Интервал между поверками установки поверочной СР (далее – ПУ) – 2 года.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 3 года.

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 СИКН	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 и 2-го разряда в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 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 счетчиков-расходомеров массовых, входящих в состав СИКН, во всем диапазоне измерений.

2.2 Средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 4 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 СИКН 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 СИКН и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже III в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

4 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые документы;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

5 Условия поверки

5.1 Поверка СИКН осуществляется на месте эксплуатации.

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

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

Соответствие параметров измеряемой среды значениям в таблице 3 проверяют по данным паспорта качества нефти (документа о качестве нефти).

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Расход нефти через СИКН, м ³ /ч (т/ч)	
- минимальный	179 (155)
- максимальный	702 (592)
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
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочих, 1 контрольно-резервная)

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Температура нефти, °С: - минимальная - максимальная	-2 +30
Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - в режиме измерений и контроля метрологических характеристик (КМХ) - в режиме поверки	0,2 0,4
Давление нефти на входе СИКН, МПа: - минимальное - максимальное	0,61 (режим измерений и КМХ) 0,73 (режим поверки) 1,26 (режим измерений и КМХ) 1,26 (режим поверки)
Условное давление арматуры и оборудования, МПа	1,6
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность нефти при температуре 20 °С и избыточном давлении равном нулю, кг/м ³	от 843 до 865
Объемное содержание выхода фракций, %: - до температуры 200 °С - до температуры 300 °С	25,5 47,5
Массовое содержание серы, %	от 0,40 до 0,65
Содержание сероводорода, млн ⁻¹ , не более	2
Содержание метил и этилмеркаптанов, млн ⁻¹ , не более	2
Содержание хлорорганических соединений, млн ⁻¹ , не более	10
Массовая доля воды, %, не более	1
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Вязкость кинематическая нефти, мм ² /с	от 8 до 25
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа, не более	66,7
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 однофазное, 380±38 трехфазное 50±1
Режим управления запорной арматурой и регуляторами расхода	Автоматизированный, ручной
Режим работы СИКН	Непрерывный, автоматизированный

6 Подготовка к поверке

6.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, документы 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 СИКН.

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, 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 иметь действующие свидетельства о поверке (калибровке) и (или) знаки поверки (калибровки).

7.1.2 СИ, входящие в состав СИКН поверяют в соответствии с методиками поверки, указанными в таблице 4.

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

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

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН

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

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Руководство по эксплуатации».

7.2.3 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 СИКН для ИВК.

7.3 Опробование

7.3.1 Опробование проводят в соответствии с документами на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

7.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

Проверяется наличие электропитания на элементах СИКН и средствах поверки.

Проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия.

Персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через элементы оборудования и СИ СИКН.

На элементах оборудования и СИ СИКН не должно наблюдаться следов и нефти. При обнаружении следов нефти на элементах оборудования или СИ поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки нефти.

7.4 Определение метрологических характеристик

7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

7.4.1.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 4. СИ, участвующие в

определении массы нефти или результаты измерений которых влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат поверке.

Таблица 4 - СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Методики поверки
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF HC2M в комплекте с измерительными преобразователями модели 2700 (далее – СРМ)	МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности».
Датчики температуры ТСПТ Ех	МП РТ 2026-2013 «Датчики температуры КТХА, КТНН, КТХК, КТЖК, КТМК, КТХА Ех, КТНН Ех, КТХК Ех, КТЖК Ех, КТМК Ех с измерительными преобразователями. Датчики температуры ТСПТ, ТСМТ, ТСПТ Ех, ТСМТ Ех с измерительными преобразователями. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в 2014 г.
Преобразователи давления измерительные 3051	МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в 2015 г.
Преобразователи плотности и расхода СDM	МП 02-221-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода СDM. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» в 2015 г.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в 2014 г.
ИВК	МП 17-30138-2012 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ООО «СТП» в 2012 г.
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	Документ 5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».

Окончание таблицы 4

Наименование СИ	Методики поверки
ПУ	МП 0199-14-2014 «Инструкция. ГСИ. Установки поверочные СР, СР-М. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» в 2014 г.

7.4.1.2 СИ из вспомогательных технологических систем, не участвующие в определении массы измеряемой среды, а также СИ результаты измерений, которых не влияют на погрешность измерений массы измеряемой среды (преобразователи разности давления, манометры, установленные на фильтрах блока измерительных линий, и расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 в блоке измерений показателей качества, комплексы измерительно-вычислительные и управляющие STARDOM), подлежат поверке с периодичностью и в соответствии с требованиями документов на поверку, указанных в их описаниях типа, или калибровке.

7.4.1.3 Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (далее - барьеры искрозащиты) подлежат поверке с периодичностью и в соответствии с требованиями документа на поверку, указанного в их описании типа. При проведении поверки СИКН действующие протоколы поверки барьеров искрозащиты должны быть проанализированы. Абсолютное значение погрешности каждого измерения в протоколе поверки не должно превышать 6 мкА и 1,5 мВ. В случае несоответствия указанных значений необходимо выяснить причины превышения погрешности и устранить их либо заменить барьер искрозащиты.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

7.4.2.1 При прямом методе динамических измерений за относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН принимают относительную погрешность измерений массы брутто нефти, измеренной СРМ. Относительная погрешность измерений массы брутто нефти не должна превышать $\pm 0,25$ % для рабочего и $\pm 0,20$ % для контрольно-резервного, используемого в качестве контрольного.

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 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

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

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

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляемая по формуле (4);

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

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

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

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

$\rho_{\varphi_{XC}}$ – 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, %, вычисляемая по формуле

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

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

7.4.3.3 Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу 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 показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений Δ , %, вычисляют по формуле:

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

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти.

7.4.3.5 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».

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

Примечания

1. Абсолютную погрешность измерений плотности нефти при расчёте значения абсолютной погрешностей измерений массовой доли хлористых солей не учитывают ввиду её малого влияния.

2. Погрешность δM_H достигает максимального значения при максимальных значениях массовых долей воды, хлористых солей, механических примесей и минимальном значении плотности нефти.

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

8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «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 средств измерений).

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти и диапазон измерений расхода, определяющийся значениями минимального и максимального расхода. За значение минимального расхода принимают значение минимального расхода того СРМ, у которого значение расхода среди всех рабочих СРМ наименьший (согласно свидетельствам о поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму максимальных значений расхода СРМ, установленных на рабочих измерительных линиях СИКН (согласно свидетельствам о поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

8.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Порядком проведения поверки средств измерений.

8.3 По результатам поверки оформляется протокол поверки СИКН в соответствии с приложением А.

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

Измеряемая среда: _____
 Количество измерительных линий: _____
 Диапазон измерений расхода: _____
 Проведение поверки:
 1. Внешний осмотр: _____
 2. Подтверждение соответствия программного обеспечения: _____
 3. Опробование: _____
 4. Определение метрологических характеристик:
 Результаты измерений и вычислений при определении относительной погрешности измерений массы брутто нефти _____
 Результаты измерений и вычислений при определении относительной погрешности измерений массы нетто нефти _____

Подпись лица, проводившего поверку: _____ / Ф.И.О. /
 Дата проведения поверки: _____