

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора филиала



А.С. Тайбинский

«07» сентября 2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 1514

Методика поверки

МП 1541-14-2023

Начальник научно-
исследовательского отдела

Р.Р. Нурмухаметов

Тел. отдела: (843) 299-72-00

г. Казань
2023 г.

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Загидуллин Р.И.
СОГЛАСОВАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
ВЗАМЕН	МП 1054-14-2019 с изменением № 1

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1514 (далее – СИКН) и устанавливает объем, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок СИКН на месте ее эксплуатации.

Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений в соответствии с требованиями Государственной поверочной схемы (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356, обеспечивающим передачу единицы массового и объемного расхода жидкости, массы и объема жидкости в потоке от рабочего эталона 1-го разряда и прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы массы (килограмма) ГЭТ 3-2020 и Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

Если очередной срок поверки средств измерений (СИ) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, то поверяют только это СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические требования

Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности при применении в качестве рабочего средства измерений
от 41,5 до 450 т/ч	при измерении массы брутто нефти $\pm 0,25$ %; при измерении массы нетто нефти $\pm 0,35$ %

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Проведение операции при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняются операции поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Контроль условий поверки	Да	Да	7.2
Опробование средства измерений	Да	Да	7.3
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик средства измерений	Да	Да	9
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	10

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят до устранения выявленных несоответствий.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации.

Примечание – Диапазон измерений СИКН определяется, исходя из диапазонов измерений, в котором поверены счетчики-расходомеры массовые, установленные на рабочих измерительных линиях. При этом фактический диапазон измерений СИКН не может превышать диапазон измерений, указанный в описании типа СИКН.

3.2 Характеристики СИКН, условия эксплуатации и параметры нефти при проведении поверки должны соответствовать, приведенным в описании типа СИКН.

3.3 Соответствие параметров нефти проверяют по данным паспорта качества нефти.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Рекомендуемые типы средств поверки
Пункт 7.2 Контроль условий поверки	Средство измерений температуры окружающего воздуха с диапазоном измерений, обеспечивающим измерение температуры окружающего воздуха в условиях эксплуатации СИКН	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11)
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда:
 - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ;
- в области промышленной безопасности:
 - Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
 - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»);
 - другие действующие законодательные акты и отраслевые нормативные документы;
- в области пожарной безопасности:
 - Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
 - Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
 - Постановление Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:
 - Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены Приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»);
 - Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии (утверждены Приказом Минэнерго РФ от 12.08.2022 № 811 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии»);
- в области охраны окружающей среды:
 - Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
 - Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

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

6.1.2 При проверке внешнего вида должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- на компонентах СИКН не должно быть видимых дефектов, способных оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.2 СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается до устранения выявленных дефектов.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

7.1.1 Проверяют герметичность СИКН.

На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

7.2 Контроль условий поверки

Проводят контроль условий поверки. Условия при поверке должны соответствовать требованиям раздела 3 настоящей методики поверки.

7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчетов следующим образом:

- проверяют наличие электропитания элементов СИКН и средств измерений;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и контроллером измерительным FloBoss S600+ (далее – ИК), ИК и автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на мониторе АРМ оператора СИКН;
- проверяют работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;
- используя печатающее устройство с ИК и АРМ оператора СИКН, распечатывают пробные отчеты (протоколы поверки и др. отчеты).

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) ИК и АРМ оператора СИКН, входящих в состав СИКН, сведениям, приведенным в описании типа СИКН.

8.2 Определение идентификационных данных ПО ИК проводят в следующей последовательности:

- включить питание ИК, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее ИК главного меню или войти в главное меню;
- в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню 5 «SYSTEM SETTINGS»;
- нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню 7 «SOFTWARE VERSION»;
- нажатием клавиши «Стрелка вправо» и «Стрелка влево» получить идентификационные данные с дисплея:

VERSION CONTROL FILE CSUM – цифровой идентификатор ПО;

VERSION CONTROL APPLICATION SW – номер версии (идентификационный номер ПО).

8.3 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора.

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора необходимо на мониторе АРМ оператора в среде отображения SCADA ТЕКОН в левом боковом меню нажать клавишу «Контрольные суммы».

8.4 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО ИК и АРМ оператора СИКН соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверяют наличие сведений о положительных результатах поверки, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, а также, при наличии, знаков поверки, нанесенных на СИ, и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) СИ, заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки, СИ, входящих в состав СИКН.

СИ на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах (сертификатах) об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ или размещенных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Примечание – Показывающие СИ температуры и давления должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, указанными в свидетельствах (сертификатах) об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ или размещенных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

В соответствии с ГОСТ Р 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений» при прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти МПР.

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

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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 δM_B – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (2)$$

При применении поточного влагомера абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\left(\Delta \varphi_{осн} + \left(\Delta \varphi_{доп} \cdot \frac{t - t_{ном}}{10} \right) \right) \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (3)$$

где $\Delta \varphi_{осн}$ – основная абсолютная погрешность поточного влагомера, %;

$\Delta \varphi_{доп}$ – дополнительная абсолютная погрешность поточного влагомера, связанная с отклонением температуры нефти на каждые 10°C, %; при отсутствии в описании типа дополнительной погрешности значение $\Delta \varphi_{доп}$ принимают равной 0;

t – температура нефти в месте измерений объемной доли воды в нефти, °C;

$t_{ном}$ – номинальная температура, приведенная в описании типа поточного влагомера, °C;

ρ_B – плотность воды при условиях измерений φ_B , кг/м³, принимается равной 1000 кг/м³;

ρ_H^B – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³, принимается равной плотности нефти, измеренной поточным плотномером;

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

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (5)$$

где ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³, принимается равной плотности нефти, измеренной поточным плотномером;

$\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³, вычисляется по формуле

$$\Delta\varphi_{\text{XC}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{XC}}^2 - r_{\text{XC}}^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

$R_{\text{B}}, R_{\text{МП}}, R_{\text{XC}}$ – воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, значения которых приведены в ГОСТ 2477 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 6370 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей» и ГОСТ 21534 «Нефть. Метод определения содержания хлористых солей»;

$r_{\text{B}}, r_{\text{МП}}, r_{\text{XC}}$ – сходимост ь методов определения массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 6370 и ГОСТ 21534.

W_{B} – массовая доля воды в нефти, %, вычисляют по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером или определяют в лаборатории.

При измерении объемной доли воды поточным влагомером массовая доля воды в нефти W_{B} вычисляется ИК по формуле

$$W_{\text{B}} = \frac{\varphi_{\text{B}} \cdot \rho_{\text{B}}}{\rho_{\text{H}}}, \quad (7)$$

где φ_{B} – объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером, %;

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

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

$$W_{\text{XC}} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{\text{XC}}}{\rho_{\text{H}}^{\text{XC}}}, \quad (8)$$

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

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

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по разделу 9 настоящей методики поверки СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки СИКН положительным.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляют протоколом поверки СИКН, рекомендуемая форма которого приведена в Приложении А. Допускается оформлять протокол поверки в измененном виде.

11.2 Сведения о результатах поверки СИКН передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений лицом, проводившим поверку СИКН.

11.3 По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае положительных результатах поверки выдают свидетельство о поверке СИКН на бумажном носителе в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ.

На обратной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений массового расхода нефти и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти.

Протокол поверки является обязательным приложением к свидетельству о поверке.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

11.4 По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае отрицательных результатов поверки выдают извещение о непригодности к применению.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование средства измерений: _____
Изготовитель: _____
Заводской номер: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:

- температура окружающего воздуха, °С _____.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр (раздел 6): _____
(соответствует/не соответствует требованиям раздела 6 МП)
2. Опробование средства измерений (подраздел 7.3): _____
(соответствует/не соответствует требованиям подраздела 7.3 МП)
3. Проверка программного обеспечения средства измерений (раздел 8): _____
(идентификационные данные ПО соответствуют/не соответствуют требованиям раздела 8 МП)
4. Определение метрологических характеристик средства измерений
- 4.1 Проверка сведений о результатах поверки средств измерений (подраздел 9.1): _____
(соответствует/не соответствует требованиям подраздела 9.1 МП)
- 4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (подраздел 9.2)
Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН не превышает $\pm 0,25$ %.

4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН (подраздел 9.3)

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

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

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН не превышает $\pm 0,35 \%$.

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____