

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



А.С. Тайбинский

« 20 » декабря 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1514

Методика поверки

МП 1054-14-2019

Начальник НИО-14

Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

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

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	6.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1 разряда по части 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256.

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральные нормы и правила 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»), Руководство 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;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление 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 – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями методик поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие параметров измеряемой среды, указанных в таблице 2, проверяют по данным паспортов качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч (т/ч)	от 60 (40,8) до 380 (327,2)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Избыточное давление, МПа, не более:	
- рабочее	от 0,6 до 4,5
- минимально допустимое	0,5
- максимально допустимое	6,3
Суммарные потери давления в СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:	
- в рабочем режиме	0,2
- в режиме поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ)	0,4
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Температура, °С	от +5 до +35
Плотность, кг/м ³ :	
- при максимальной температуре	от 693 до 861
- при минимальной температуре	от 680 до 850
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 0,66 до 70
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	0,81
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40
Содержание свободного газа	не допускается

5 Подготовка к поверке

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

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид, а также наличие эксплуатационной документации и действующих знаков поверки, нанесенных на СИ, входящих в состав СИКН, и (или) свидетельства о поверке и (или) паспорта (формуляры), и контролируют выполнение требований к монтажу СИ и компонентов 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 механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих их применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать эксплуатационной документации.

6.1.3 При проверке эксплуатационной документации проверяют наличие:

- паспорта на СИКН;
- паспортов (формуляров) СИ, входящих в состав СИКН.

6.1.4 СИ, входящие в состав СИКН, должны иметь действующие знаки поверки, нанесенные на СИ и (или) свидетельства о поверке и (или) паспорта (формуляры).

6.1.5 Контролируют выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН.

6.1.6 СИКН не прошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН.

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

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – ИВК) проводят в следующей последовательности:

- включить питание ИВК, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК 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).

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора проводят в следующей последовательности:

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».

6.3 Опробование

6.3.1 Опробование проводят в соответствии с методиками поверки СИ, входящих в состав СИКН.

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

- проверяется наличие электропитания элементов СИКН и средств поверки;
- проверяется наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;
- используя печатающее устройство с компьютера АРМ оператора СИКН, распечатываются пробные отчеты (протоколы поверки и др. отчеты).

6.3.3 Проверяют герметичность СИКН.

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

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Поверку счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ), термопреобразователей сопротивления Rosemount 0065, преобразователей измерительных Rosemount 3144P, преобразователей температуры программируемых ТСПУ 031, датчиков давления Метран-150, преобразователей плотности и расхода СДМ модификации СДМ100Р, влагомеров поточных ВСН-АТ, преобразователей плотности и вязкости FVM, термометров ртутных стеклянных лабораторных ГЛ-4, манометров показывающих для точных измерений МПТИ, манометров избыточного давления показывающих МП-У, контроллеров измерительных FloBoss S600+, преобразователей измерительных серии К, преобразователей измерительных частоты с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К, расходомера-счетчика ультразвукового OPTISONIC 3400, установки трубопоршневой двунаправленной ТПУ СГА, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с методиками поверки, приведенными в их описаниях типа.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН.

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН, δM_B , %, принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти СРМ.

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

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

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

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

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляют по формуле (6); при измерении объемной доли воды поточным влагомером вычисляется по формуле

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

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

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

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

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

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

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

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

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 поточным влагомером массовая доля воды в нефти W_B вычисляется ИВК по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (4)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером, %;

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

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

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

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

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

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

где R и r – воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

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

7 Оформление результатов поверки

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

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН по форме Приложения 1 «Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

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.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 «Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 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: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует)
2. Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН: _____
(соответствует/не соответствует)
3. Опробование: _____
(соответствует/не соответствует)
4. Определение (контроль) метрологических характеристик

4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН не превышает $\pm 0,25$ %.

4.2 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

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

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

_____ Дата поверки _____
должность лица, проводившего поверку подпись Ф.И.О.