

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»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
филиала по развитию

А.С. Тайбинский




Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 1015
(РЕЗЕРВНАЯ СИСТЕМА УЧЕТА)

Методика поверки

МП 1358-14-2021

Начальник НИО-14

 Р.Р. Нурмухаметов

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Ахматов В.А, Груздев Р.Н.
СОГЛАСОВАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1 Общие положения

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти № 1015 (резервная система учета)» (далее – СИКН РСУ) и устанавливает методику ее первичной поверки до ввода в эксплуатацию, а также после ее ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКН РСУ осуществляется методом косвенных измерений в соответствии с требованиями Государственной поверочной схемы (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, обеспечивающей передачу единицы массового и объемного расхода жидкости, массы и объема жидкости в потоке от рабочего эталона 1-го разряда или 2-го разряда и прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019 и (или) Государственному первичному эталону единицы массы – килограмма ГЭТ 3-2020.

Если очередной срок поверки средств измерений (СИ) (измерительных компонентов) из состава СИКН РСУ наступает до очередного срока поверки СИКН РСУ, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки СИ, поверяется только это СИ, при этом поверку СИКН РСУ не проводят. Поверку СИ, входящих в состав СИКН РСУ, проводят в соответствии с документами на методики поверки, указанными в описании типа СИ.

2 Перечень операций поверки средства измерений

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

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер раздела (подраздела) методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр СИ	6	Да	Да
Опробование СИ	7.2	Да	Да
Проверка программного обеспечения СИ	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИ	9	Да	Да
Подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям	10	Да	Да

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 Поверка СИКН РСУ осуществляется в условиях эксплуатации СИКН РСУ и в диапазоне измерений расхода нефти, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений расхода нефти. Фактический диапазон измерений должен находиться в границах диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН РСУ.

3.2 Характеристики СИКН РСУ и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны находиться в пределах, указанных в описании типа СИКН РСУ. Соответствие параметров измеряемой среды значениям, указанным в описании типа СИКН РСУ, проверяют по данным паспорта качества нефти. Измеряемая среда – нефть по ГОСТ Р 51858.

3.3 При соблюдении условий поверки 3.1, 3.2 влияющие факторы отсутствуют.

4. Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют основные средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень основных средств поверки

Средства поверки	Метрологические и технические требования	Рекомендуемые типы средств поверки
Рабочий эталон 1 или 2 разряда в соответствии с частью 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	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05\%$, $\pm 0,1\%$	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ) (регистрационный номер 20054-12)
СИ плотности в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	Преобразователь плотности жидкости измерительный модель 7835 (регистрационный номер 15644-06)

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

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 Организация и производство работ проводятся в соответствии со следующими утвержденными и действующими правилами и нормативными документами:

- 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», Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», «Правила противопожарного режима в Российской Федерации»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

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

5.2 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 блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК) относится к категории А, площадка блока измерительных линий (БИЛ) СИКН РСУ и узла подключения передвижной поверочной ТПУ – 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 передвижной ТПУ – В-1а, по категории и группе взрывопожароопасной смеси – ПА - ТЗ по ГОСТ 31610.13-2014 «Взрывоопасные среды. Часть 13. Защита оборудования помещениями под избыточным давлением «р».

5.3 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», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

5.4 Площадка СИКН РСУ должна содержаться в чистоте без следов нефти и оборудована первичными средствами пожаротушения.

5.5 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны быть изготовлены во взрывозащищенном исполнении, соответствующем классу взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.13, соответствовать требованиям ГОСТ 31610.13.

5.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН РСУ разрабатываются руководство по эксплуатации СИКН РСУ, инструкции по видам работ, регламент взаимоотношений между диспетчерскими службами принимающей и сдающей сторон.

6 Внешний осмотр

6.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН РСУ следующим требованиям:

- комплектность СИКН РСУ должна соответствовать описанию типа и эксплуатационной документации СИКН РСУ;

- на СИ и компонентах СИКН РСУ не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на СИ и компонентах СИКН РСУ должны быть читаемыми и соответствовать эксплуатационной документации;

- измерительные компоненты СИКН РСУ должны иметь эксплуатационную документацию;

- проверяют обеспеченность конструкции СИКН РСУ ограничением доступа в основные блоки и узлы СИКН РСУ, а также к программному обеспечению СИКН РСУ, в целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений.

6.2 Результаты по п. 6.1 считают положительными, если требования по данному пункту выполнены в полном объеме. СИКН РСУ, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

7.1.1 Подготовка средств поверки и СИКН РСУ осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

7.1.2 Перед проведением поверки СИКН РСУ выполняют подготовительные операции:

- средства поверки устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- контролируют фактические условия поверки на соответствие требованиям раздела 3 настоящей методики поверки.

7.1.3 Результаты по п. 7.1.1, 7.1.2 считают положительными, если требования по данным пунктам выполнены в полном объеме. При неполном выполнении п. 7.1.1, 7.1.2 поверку не проводят до устранения выявленных несоответствий.

7.2 Опробование

7.2.1 При опробовании проверяют правильность функционирования измерительных компонентов СИКН РСУ в соответствии с руководством по эксплуатации СИКН РСУ. Проверяют действие и взаимодействие измерительных компонентов СИКН РСУ в соответствии с руководством по эксплуатации СИКН РСУ, проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия, проверяется возможность формирования отчетов.

7.2.2 Проверка герметичности СИКН РСУ осуществляется оперативным персоналом путем визуального осмотра, проверяется отсутствие утечек и следов нефти через элементы оборудования и измерительных компонентов СИКН РСУ. При обнаружении следов нефти на элементах оборудования или измерительных компонентов поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки нефти.

7.2.3 Проводят опробования СИКН РСУ (преобразователей расхода жидкости ультразвуковых Daniel модели 3814 (далее - ПР), входящих в состав СИКН РСУ).

Определение коэффициента преобразования ПР, входящих в состав СИКН РСУ, проводят с применением ТПУ при любом значении расхода в рабочем диапазоне измерений объемного расхода СИКН РСУ. Проводят не менее трех последовательных измерений.

Значение относительного отклонения коэффициентов преобразования ПР, входящих в состав СИКН РСУ, δ_i , %, вычисляют по формуле:

$$\delta_i = \frac{K_{i\text{тек}} - K_{i\text{уст}}}{K_{i\text{уст}}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $K_{i\text{тек}}$ – значение коэффициента преобразования ПР, входящего в состав СИКН РСУ, определенное в текущей точке расхода при i -ом измерении, имп/м^3 ;

$K_{i\text{уст}}$ – значение коэффициента преобразования ПР, установленного в ИВК при i -ом измерении, имп/м^3 .

Значения относительных отклонений коэффициентов преобразований, определенные по формуле (1) не должны превышать $\pm 0,15$ %.

При опробовании контроль коэффициента преобразования ПР, входящих в состав СИКН РСУ допускается не проводить, если с момента последнего контроля метрологических характеристик ПР прошло не более одного интервала между контролями метрологических характеристик.

7.2.4 Результат опробования считают положительным, если требования по п. 7.2.1 – 7.2.3 выполнены в полном объеме.

8 Подтверждение соответствия программного обеспечения

8.1 Должно быть установлено соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) контроллера измерительного FloBoss модели S600+ (далее – ИВК) сведениям, приведенным в описании типа СИКН РСУ.

Проверка идентификационных данных ПО ИВК проводится по номеру версии и цифровому идентификатору ПО.

8.2 Определение идентификационных данных ПО ИВК проводят в следующей последовательности:

- а) включить питание ИВК, если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню «5. SYSTEM SETTINGS»;
- г) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «7. SOFTWARE VERSION»;
- д) нажатием клавиши «▶» получить идентификационные данные со следующих экранов:

- 1) VERSION CONTROL FILE CSUM – SW: цифровой идентификатор ПО;
- 2) VERSION CONTROL APPLICATION SW: номер версии (идентификационный номер) ПО.

8.3 Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО СИКН РСУ соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа СИКН РСУ. В случае, если идентификационные данные ПО СИКН РСУ не соответствуют данным, указанным в описании типа СИКН РСУ, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные ПО СИКН РСУ.

9 Определение метрологических характеристик

9.1 Проводят проверку у СИ (измерительных компонентов) из состава СИКН РСУ наличия информации о результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единств измерений (далее – ФИФОЕИ) и действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке, и (или) записи в паспортах (формулярах), заверенных подписью поверителя и знаком поверки.

9.2 Перечень СИ (измерительных компонентов) из состава СИКН РСУ приведен в таблице 1 описания типа СИКН РСУ.

9.3 Результат проверки считают положительным, если СИ (измерительные компоненты) из состава СИКН РСУ, имеют запись в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверки и (или) записи в паспортах (формулярах).

9.4 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δM_B , %, вычисляют по формуле:

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

где δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности ПР (измерения объема), %;

δ_{ρ} – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти, %, определяются по формуле:

$$\delta_{\rho} = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \cdot 100, \quad (3)$$

где $\Delta\rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835, кг/м³;

ρ_{\min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти в СИКН РСУ, кг/м³;

$\Delta T_{\rho}, \Delta T_V$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С;

β – наибольшее значение коэффициента объемного расширения нефти в рабочем диапазоне плотности, 1/°С (приложение А ГОСТ 8.587);

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов ИВК в значения массы брутто нефти, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_{\rho}}. \quad (4)$$

Значения погрешностей, указанных в формулах (2) – (4), подтверждают наличием информации о результатах поверки в ФИФОЕИ и (или) действующих свидетельств о поверке.

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

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

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}} \quad (5)$$

где ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерениях в лаборатории вычисляется по формуле (10), при измерениях объемной доли воды влагомером вычисляется по формуле:

$$\Delta W_B = \frac{\Delta\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (6)$$

где $\Delta\varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды 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, %, вычисляется по формуле (10);

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (7)$$

где $\Delta\varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляется по формуле (10);

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

W_B – максимальное значение массовой доли воды в нефти, %; при измерениях объемной доли воды влагомером массовая доля воды вычисляется в ИВК по формуле:

$$W_B = \varphi_B \cdot \frac{\rho_B}{\rho_H}, \quad (8)$$

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

$W_{МП}$ – максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;

W_{XC} – максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле:

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

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

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».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (10)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимостъ 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. Методы определения механических примесей».

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

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

10. Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

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

11. Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

11.2 При положительных результатах поверки заносят информацию о результатах поверки в ФИФОЕИ и (или) оформляют свидетельство о поверке СИКН РСУ в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ.

При оформлении свидетельства о поверке СИКН РСУ на бумажном носителе на оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН РСУ указывают пределы допускаемой

относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти, а также диапазон измерений объемного расхода СИКН РСУ, определяемый минимальным и максимальным значениями расхода нефти. За минимальное значение расхода принимают значение расхода того ПР, у которого значение расхода наименьшее (согласно информации о результатах поверки в ФИФОЕИ и (или) свидетельствам об их поверке), или минимальное значение расхода, указанное в описании типа СИКН РСУ, если оно больше. За максимальное значение расхода принимают сумму максимальных значений расхода ПР, установленных на рабочих измерительных линиях СИКН РСУ (согласно информации о результатах поверки в ФИФОЕИ и (или) свидетельствам об их поверке), или максимальное значение расхода, указанного в описании типа СИКН РСУ, если оно меньше.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН РСУ.

11.3 При отрицательных результатах поверки СИКН РСУ к эксплуатации не допускают и выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ.

**Приложение А
(обязательное)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

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

А.1 Внешний осмотр средства измерений _____
(соответствует/не соответствует п. 6)

А.2 Опробование средства измерений _____
(соответствует/не соответствует п. 7.2)

А.3 Проверка программного обеспечения средства измерений _____
(соответствует/не соответствует п. 8)

Приложение А
(продолжение)

Номер протокола

Стр. _ из _

А.4. Определение метрологических характеристик средства измерений

А.4.1 Метрологические характеристики средств измерений, установленным при утверждении типа характеристикам _____
(соответствуют/не соответствуют п. 9.1-9.3)

А.4.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти установленным в соответствии с 9.4 пределам _____
(соответствует/не соответствует п. 9.4)

А.4.3 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти установленным в соответствии с 9.5 пределам _____
(соответствует/не соответствует п. 9.5)

Дата поверки _____

должность лица,
проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.