

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 по развитию

А.С. Тайбинский



ноября 2021 г.

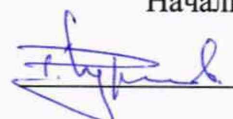
Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 1101  
ПСП «УРЕНГОЙ - ПУР-ПЭ»

Методика поверки

МП 1343-14-2021

Начальник отдела НИО-14

 Р.Р. Нурмухаметов

Тел. отдела: (843) 299-72-00

Казань  
2021

РАЗРАБОТАНА

ВНИИР - ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Загидуллин Р.И.

СОГЛАСОВАНА

ВНИИР - ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

## 1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1101 ПСП «Уренгой - Пур-Пэ» (далее – СИКН) и устанавливает объём, 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 07.02.2018 № 256, 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 объема жидкости в диапазоне от  $1,0 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3$  до  $1,0 \text{ м}^3$  ГЭТ 216-2018.

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

Интервал между поверками – 12 месяцев.

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

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

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Номер раздела (подраздела) методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Опробование средства измерений	7.2	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений 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 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

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

3.3 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 нефти, м <sup>3</sup> /ч (т/ч)	от 85 (74) до 800 (616)
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть
Избыточное давление измеряемой среды, МПа:	
- минимальное	0,5
- рабочее	от 0,7 до 4,7
- максимально допустимое	6,3
Температура измеряемой среды, °С	от +30 до +50
Плотность измеряемой среды при температуре +20 °С, кг/м <sup>3</sup>	от 770 до 870
Вязкость кинематическая при температуре +20 °С, мм <sup>2</sup> /с (сСт), не более	10
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается

#### 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

Средства поверки	Метрологические и технические требования	Рекомендуемые типы средств поверки
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 (установка трубопоршневая), утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %	Установка трубопоршневая двунаправленная ТПУ ЭМИС (регистрационный номер 73906-19); Установка поверочная CALIBRON серии S и O (регистрационный номер 49021-12)

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

## **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»);
  - Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ от 27.12.2012 г. № 784 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»);
  - 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 (утверждены Приказом Минэнерго РФ от 13.01.2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»);
- 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 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

7.1.2 Проверяют наличие действующих свидетельств об аттестации эталонов и/или наличие сведений о результатах поверки СИ, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и/или 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, применяемых при проведении поверки.

7.1.3 Проверяют герметичность СИКН.

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

### 7.2 Опробование

7.2.1 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 контроллерами измерительными FloBoss S600+ (далее – ИВК), ИВК и автоматизированным рабочим местом (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).

7.2.2 Проводят контроль метрологических характеристик расходомеров массовых Promass (далее – СРМ), входящих в состав СИКН.

КМХ СРМ проводят с применением рабочего эталона 1 разряда при любом значении расхода в рабочем диапазоне измерений массового расхода СРМ. Проводят не менее трех последовательных измерений.

Относительное отклонение результатов измерений массы нефти контролируемым СРМ для каждого измерения  $\delta_i$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_i = \frac{M_i - M_{\text{коні}}}{M_{\text{коні}}} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где  $M_i$  – масса нефти, измеренная контролируемым СРМ при  $i$ -ом измерении, т;

$M_{\text{коні}}$  – масса нефти, измеренная рабочим эталоном 1 разряда при  $i$ -ом измерении, т.

Для каждого измерения должно выполняться условие:

$$|\delta_i| \leq 0,25 \% \text{ - для рабочих и резервного СРМ} \quad (2)$$

$$|\delta_i| \leq 0,20 \% \text{ - для контрольно-резервного СРМ} \quad (3)$$

Примечание – КМХ СРМ допускается не проводить, если с момента последнего КМХ СРМ прошло не более одного межконтрольного интервала.

## 8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО ИВК и АРМ оператора, входящих в состав СИКН, сведениям, приведенным в описании типа СИКН.

8.2 Определение идентификационных данных ПО 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).

8.3 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора проводят в следующей последовательности:

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора необходимо на мониторе АРМ оператора в правой части основного окна нажать вкладку «Просмотр идентификационных данных ПО».

8.4 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора (идентификационное наименование, номер версии (идентификационный номер) и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа СИКН.

## 9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверяют наличие сведений о результатах поверки, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и/или 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, следующих СИ, входящих в состав СИКН: СРМ (регистрационный номер 15201-11), преобразователей температуры программируемых ТСПУ 031 модели ТСПУ031С/ХТ (регистрационный номер 46611-16), датчиков давления Метран-150 моделей 150TG и 150CD (регистрационный номер 32854-13), преобразователей плотности и расхода CDM модификации CDM100P (регистрационный номер 63515-16), преобразователей плотности и вязкости FVM (регистрационный номер 62129-15), влагомеров поточных ВСН-АТ (регистрационный номер 62863-15), ИВК (регистрационный номер 57563-14), преобразователей измерительных постоянного тока ПТН-Е2Н-01 (регистрационный номер 82252-21), расходомера-счетчика ультразвукового OPTISONIC 3400 (регистрационный номер 57762-14), установки трубопоршневой двунаправленной ТПУ ЭМИС (регистрационный номер 73906-19).

Вышеприведенные СИ (измерительные компоненты) 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 (измерительных компонентов).

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.

9.2 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При получении положительных результатов по п.9.1 настоящей методики поверки относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает  $\pm 0,25\%$ .

9.3 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_H$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_B^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

где  $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляется по формуле

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

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

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (5)$$

где  $\Delta \varphi_B$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти поточным влагомером, %;

$\rho_B$  – плотность воды при условиях измерений  $\varphi_B$ , кг/м<sup>3</sup>, принимается равной 1000 кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_H^B$  – плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_B$ , кг/м<sup>3</sup>, принимается равной плотности нефти, измеренной поточным плотномером или определенной в лаборатории и приведенной к условиям измерений  $\varphi_B$ ;

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

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

$\Delta W_{XC}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисляется по формуле

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

где  $\Delta \varphi_{XC}$  – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм<sup>3</sup>, вычисляется по формуле

$$\Delta \varphi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

$R_B, R_{МП}, R_{XC}$  – воспроизводимость 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;

$r_B, r_{МП}, r_{XC}$  – сходимост 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 ИВК по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (9)$$

где  $\varphi_B$  – объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером, %;

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

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

$$W_{XC} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (10)$$

где  $\rho_H^{XC}$  – плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_{XC}$ , кг/м<sup>3</sup>, принимается равной плотности нефти, измеренной поточным плотномером;

$\varphi_{XC}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, определенная в лаборатории.

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

## **10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям**

При получении положительных результатов по разделу 9 настоящей методики поверки относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы  $\pm 0,25$  %, массы нетто нефти -  $\pm 0,35$  %.

## **11 Оформление результатов поверки**

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

11.2 По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае положительных результатах поверки выдают свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями к содержанию свидетельства о поверке, утвержденными Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

11.3 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: \_\_\_\_\_  
Тип, модель, изготовитель: \_\_\_\_\_  
Заводской номер: \_\_\_\_\_  
Наименование и адрес заказчика: \_\_\_\_\_  
Методика поверки: \_\_\_\_\_  
Место проведения поверки: \_\_\_\_\_  
Поверка выполнена с применением: \_\_\_\_\_

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ**

1. Внешний осмотр

соответствует/не соответствует требованиям раздела 6

2. Опробование средства измерений

соответствует/не соответствует требованиям подраздела 7.2

3. Проверка программного обеспечения средства измерений

соответствует/не соответствует требованиям раздела 8

4. Определение 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.