

Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»

2023 г.



**Методика поверки**  
**НА.ГНМЦ.0735-23 МП**

г. Казань  
2023г.

## 1 Общие положения

1.1 Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти АО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть» (далее по тексту – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

1.2 Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетным методом в соответствии с разделом 9 настоящего документа.

1.3 При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019. Для единиц величин, у которых не проводится экспериментальное определение метрологических характеристик, прослеживаемость подтверждается сведениями о положительных результатах поверки средств измерений этих величин из состава СИКН, содержащихся в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

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

Т а б л и ц а 1

| Диапазон измерений расхода,<br>т/ч | Пределы допускаемой относительной<br>погрешности измерений массы нефти, % |               |
|------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|---------------|
| от 17 до 45                        | ±0,25 (брутто)                                                            | ±0,35 (нетто) |

1.5 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений, но не более указанного в описании типа, с обязательным передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, с указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать значения диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН. Поверку в фактически обеспечивающемся диапазоне измерений проводят на основании письменного заявления владельца СИКН или лица, представившего его на поверку, оформленного в произвольной форме.

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

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

Т а б л и ц а 2

| Наименование операции<br>поверки | Обязательность<br>выполнения операций<br>поверки при |                          | Номер раздела<br>методики<br>поверки, в<br>соответствии с<br>которым<br>выполняется<br>операция поверки |
|----------------------------------|------------------------------------------------------|--------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                  | первичной<br>поверке                                 | периодической<br>поверке |                                                                                                         |
| Внешний осмотр                   | Да                                                   | Да                       | 6                                                                                                       |

|                                                                                                                       |    |    |   |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|----|---|
| Подготовка к поверке и опробование средства измерений                                                                 | Да | Да | 7 |
| Проверка программного обеспечения средства измерений                                                                  | Да | Да | 8 |
| Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям | Да | Да | 9 |

2.2 Поверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

### **3 Требования к условиям проведения поверки**

3.1 При проведении поверки характеристики измеряемой среды и условия эксплуатации должны соответствовать описанию типа СИКН.

### **4 Метрологические и технические требования к средствам поверки**

4.1 Средства поверки не применяются. Реализован расчетный метод определения метрологических характеристик - метрологические характеристики СИКН определяются по нормированным метрологическим характеристикам применяемых компонентов СИКН утвержденного типа, при соблюдении условия, что обо всех СИ, входящих в состав СИКН есть сведения о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений с действующим сроком поверки.

### **5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки**

5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:  
в области охраны труда и промышленной безопасности:

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. № 534;

– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;  
в области пожарной безопасности:

– СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

– «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

– «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. № 903н;

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- в области охраны окружающей среды:
- Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

5.2 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

## **6 Внешний осмотр средства измерений**

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

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, должна быть обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описаниями типа СИ либо в соответствии с МИ 3002-2006 (при отсутствии информации о пломбировании в описании типа СИ).

## **7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений**

7.1 Подготовка к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

7.2 При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора и формирования отчета СИКН (двухчасового или сменного).

7.3 Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или сменный) формируется и отсутствуют аварийные сообщения о работе СИКН.

## **8 Проверка программного обеспечения средства измерений**

8.1 Проверка идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» («OKTOPUS-L») (далее по тексту – ИВК) (основного и резервного).

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

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

В основном меню, с помощью кнопок на передней панели ИВК выбрать на дисплее пункт «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ», далее «СВЕДЕНИЯ о ПО». В открывшемся меню необходимо найти строки со следующими заголовками:

- АЛГОРИТМЫ (Номер версии (идентификационный номер) ПО);
- CRC32 (Цифровой идентификатор ПО).

8.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора на базе ПК «Rate АРМ оператора УУН» (далее по тексту – АРМ оператора) (основного и резервного).

Чтобы определить идентификационные данные ПО АРМ оператора необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора выбрать «Версия...». В открывшемся окне «О программе» отобразится идентификационное наименование ПО.

Для проверки цифрового идентификатора ПО и номера версии ПО нажимают кнопку «Получить данные по библиотеке». После чего, в том же окне «О программе» отобразится версия и цифровой идентификатор ПО АРМ оператора.

8.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 8.1 и п. 8.2 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН ПО, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными. Сведения о подтверждении соответствия/не соответствия ПО СИКН приводятся в протоколе поверки (Приложение А).

## **9 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям**

### **9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН.**

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКН, наличие у проверяемых СИ действующих сведений о поверке (с положительным результатом) в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ).

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

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

### **9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН.**

9.2.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН  $\delta m_b$ , %, при прямом методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений», принимают равной максимальному значению относительной погрешности счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (модификации CMF300) (далее по тексту – СРМ).

Относительную погрешность СРМ определяют в соответствии с документом на методику поверки, указанным в свидетельстве/сертификате об утверждении типа СРМ.

Относительная погрешность СРМ на рабочей измерительной линии (ИЛ) не должна превышать  $\pm 0,25$  %, относительная погрешность СРМ на контрольно-резервной ИЛ не должна превышать  $\pm 0,20$  %.

9.2.2 Значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать  $\pm 0,25$  %.

### **9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.**

9.3.1 Относительную погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти  $\delta m_n$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta m_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{m_0^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

- где  $m_0$  – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
- $\Delta W_{мп}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
- $\Delta W_{xc}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
- $W_B$  – массовая доля воды в нефти, %;
- $W_{мп}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %;
- $W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

9.3.1.1 Определение абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефти.

9.3.1.1.1 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти  $\Delta W_B$ , %, при измерении объемной доли воды с применением влагомеров нефти поточных УДВН-1пм вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{(\Delta \varphi_{\text{впосн}} + \Delta \varphi_{\text{впдоп}}) \cdot \rho_B}{\rho_n}, \quad (2)$$

- где  $\Delta \varphi_{\text{впосн}}$  – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомера нефти, объемная доля воды, %;
- $\Delta \varphi_{\text{впдоп}}$  – дополнительная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомера нефти, пределы дополнительной погрешности при изменении температуры измеряемой среды на каждые 10°C от средней температуры рабочего диапазона, объемная доля воды, %;
- $\rho_B$  – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м<sup>3</sup>. Принимается равной 1000 кг/м<sup>3</sup>;
- $\rho_n$  – плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды в нефти, принимаемая равной измеренной поточным плотномером или ареометром в лаборатории, приведенной к условиям измерений объемной доли воды в нефти, кг/м<sup>3</sup>.

9.3.1.1.2 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти  $\Delta W_B$ , %, при определении массовой доли воды методом лабораторного анализа по ГОСТ 2477–2014, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

- где  $R_B$  – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;
- $r_B$  – сходимости метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

9.3.1.2 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти  $\Delta W_{мп}$ , %, вычисляют по формуле

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

где  $R_{мп}$  – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;

$r_{мп}$  – сходимостъ метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

9.3.1.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти  $\Delta W_{xc}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_m \cdot \sqrt{2}}, \quad (5)$$

где  $R_{xc}$  – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм<sup>3</sup>;

$r_{xc}$  – сходимостъ метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho_m$  – плотность нефти, измеренная поточным плотномером, а при отсутствии поточного плотномера – измеренной в лаборатории и приведенной к условиям измерений массы нефти, кг/м<sup>3</sup>.

9.3.1.4 Массовую долю воды в нефти  $W_v$ , %, рассчитывают по формуле

$$W_v = \frac{\varphi_v \cdot \rho_v}{\rho_n}, \quad (6)$$

где  $\varphi_v$  – объемная доля воды в нефти, %.

9.3.1.5 Массовую долю хлористых солей в нефти  $W_{xc}$ , %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_m}, \quad (7)$$

где  $\varphi_{xc}$  – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>.

9.3.2 Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать  $\pm 0,35$  %.

## 10 Оформление результатов поверки

10.1 При положительных результатах поверки СИКН оформляется свидетельство о поверке. Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А, прилагаемом к свидетельству о поверке как обязательное приложение.

10.2 Сведения о результатах поверки СИКН направляют в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений», утвержденным приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.

10.3 При проведении поверки СИКН в фактически обеспечивающемся диапазоне измерений, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

10.4 Пломбирование СИКН не предусмотрено.

10.5 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

10.6 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006.

10.7 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Приложение А  
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_\_

поверки системы измерений количества и показателей качества нефти  
АО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть»  
ПАО «Татнефть»  
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства  
измерений \_\_\_\_\_

Диапазон измерений: \_\_\_\_\_

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти, %, не более \_\_\_\_\_

- массы нетто нефти, %, не более \_\_\_\_\_

Заводской номер: \_\_\_\_\_

Принадлежит: \_\_\_\_\_ ИНН: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

**Результаты поверки:**

1. Внешний осмотр (раздел 6 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

2. Опробование (раздел 7 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

3. Подтверждение соответствия ПО (раздел 8 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

4. Проверка сведений о поверке СИ, входящих в состав СИКН (п. 9.1 МП)

Таблица А.1 - Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКН

| Средство измерения | Регистрационный № | Заводской № | Сведения о поверке |
|--------------------|-------------------|-------------|--------------------|
|                    |                   |             |                    |

5 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти  
(п. 9.2 МП)

6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти  
(п. 9.3 МП)

**Заключение:** система измерений количества и показателей качества нефти  
АО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке НГДУ «Прикамнефть»  
ПАО «Татнефть» \_\_\_\_\_ к дальнейшей эксплуатации.  
пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего поверку: \_\_\_\_\_  
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.