

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.В. Крайнов

2023 г.

**Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и показателей качества нефти
АО «Булгарнефть» при Первомайском товарном парке
НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть»**

**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, т/ч	Пределы допускаемой относительной 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 обеспечиваемым 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 обеспечиваемом 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 поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической 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 поверки 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 δm_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 δm_n , %, вычисляют по формуле

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

- где m_δ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 ΔW_B – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
 $\Delta W_{мп}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{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 ΔW_B , %, при измерении объемной доли воды с применением влагомеров нефти поточных УДВН-1пм вычисляют по формуле

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

- где $\Delta \varphi_{\text{влоcn}}$ – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомера нефти, объемная доля воды, %;
 $\Delta \varphi_{\text{влдop}}$ – 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, %;
 ρ_B – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³. Принимается равной 1000 кг/м³;
 ρ_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/м³.

9.3.1.1.2 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти ΔW_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 ΔW_{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/дм³;

r_{xc} – сходимостъ метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм³;

ρ_m – плотность нефти, измеренная поточным плотномером, а при отсутствии поточного плотномера – измеренной в лаборатории и приведенной к условиям измерений массы нефти, кг/м³.

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 φ_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 φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

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.