

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**

**М.В. Крайнов
12 2023 г.**



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной
смеси (СИКНС) УПС-56**

**Методика поверки
НА.ГНМЦ.0786-23 МП**

**г. Казань
2023г.**

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Стеряков О.В.,
Шишлов Д.О.

1 Общие положения

1.1 Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) УПС-56 (далее – СИКНС) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

1.2 Метрологические характеристики СИКНС 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. Прослеживаемость подтверждается сведениями о положительных результатах поверки средств измерений массового расхода из состава СИКНС, содержащихся в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ).

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

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 12 до 150
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды ($\varphi_{\text{в}}$, %) в ней влагомером, в диапазоне объемной доли воды: - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 20 % включ.	±1 ±(0,15· $\varphi_{\text{в}}$ +0,25) ±(0,075· $\varphi_{\text{в}}$ +1,375)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при определении массовой доли воды в дегазированной нефти в аттестованной испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014, в диапазоне объемной доли воды ($\varphi_{\text{в}}$, %): - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 20 % включ.	±1 ±(0,15· $\varphi_{\text{в}}$ +0,25) ±(0,075· $\varphi_{\text{в}}$ +1,375)

1.5 Поверку СИКНС проводят в диапазоне измерений массового расхода, указанном в описании типа СИКНС, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазона измерений, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФ ОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКНС.

2 Перечень операций поверки средства измерений

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

Таблица 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 средства измерений	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 СИКНС 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 СИКНС.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

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

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдаются 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 СИКНС следующим требованиям:

- комплектность СИКНС должна соответствовать технической документации;

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

- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Проверяется пломбирование СИ, входящих в состав СИКНС, исключающее возможность несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ и СИКНС.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовку СИКНС к поверке проводят в соответствии с эксплуатационными документами.

7.2 При опробовании проверяют работоспособность СИКНС по следующей процедуре: увеличивают или уменьшают расход через СИКНС и наблюдают соответствующие показания расхода счетчика-расходомера массового кориолисового «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ) на экране АРМ оператора.

7.3 Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображается увеличение или уменьшение показаний расхода СРМ при соответствующем увеличении или уменьшении расхода через СИКНС, и отсутствуют аварийные сообщения о работе СИКНС.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК).

Проверка идентификационных данных ПО ИВК проводится по номеру версии (идентификационному номеру) ПО и цифровому идентификатору ПО файла «Abak.bex».

Для проверки идентификационных данных ПО ИВК выполняют следующие процедуры.

Нажимают на кнопку «ИНФОРМАЦИЯ» на лицевой панели ИВК.

Номер версии (идентификационный номер) ПО и цифровой идентификатор ПО приведены в строке «зав.Н:1456» после «v:» и «crc:» соответственно.

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

9 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКНС, наличие у проверяемых СИ действующих сведений о поверке (с положительным результатом) в ФИФ ОЕИ.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу протокола поверки.

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

9.2 Определение диапазона измерений массового расхода СИКНС.

Определение диапазона измерений массового расхода СИКНС проводят путем анализа результатов поверки СРМ, установленных на измерительных линиях (ИЛ). За минимальное значение расхода через СИКНС принимают наименьшее из минимальных значений диапазонов расходов, в которых поверены СРМ. За максимальное значение расхода через СИКНС принимают наибольшее из максимальных значений диапазонов расхода, в которых поверены СРМ.

Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКНС.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси (далее – нефти).

Относительную погрешность измерений массы нефти δM_c , %, при прямом методе динамических измерений, принимают равной максимальному значению относительной погрешности СРМ, которые берут из сведений о поверке СРМ.

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

9.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

9.4.1 Относительную погрешность СИКНС при измерении массы нетто нефти δM_n , %, при определении массовой доли воды в нефти с помощью влагомера поточного, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_c^2 + \left(\frac{\Delta W_b}{1 - \frac{W_b}{100}} \right)^2 + \frac{\Delta W_{mp}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_{mp} + W_{xc}}{100} \right)^2}}, \quad (1)$$

где ΔW_b – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;

- $\Delta W_{\text{мп}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 $W_{\text{в}}$ – массовая доля воды в нефти, %;
 $W_{\text{мп}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти $\Delta W_{\text{в}}$, %, при измерении объемной доли воды с применением влагомера нефти поточного УДВН-1пм3 вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{в}} = \pm \frac{(\Delta \varphi_{\text{влосн}} + \Delta \varphi_{\text{влдоп}}) \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}}, \quad (2)$$

- где $\Delta \varphi_{\text{влосн}}$ – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомера нефти, объемная доля воды, %;
 $\Delta \varphi_{\text{влдоп}}$ – 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, %;
 $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$. Принимается равной $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$;
 $\rho_{\text{н}}$ – 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, $\text{кг}/\text{м}^3$.

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

$$\Delta W_{\text{мп}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{мп}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{мп}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

- где $R_{\text{мп}}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %;
 $r_{\text{мп}}$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{xc}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{xc}}^2}}{\rho_{\text{н}} \cdot \sqrt{2}}, \quad (4)$$

- где R_{xc} – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, $\text{мг}/\text{дм}^3$;
 r_{xc} – сходимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, $\text{мг}/\text{дм}^3$;
 $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, измеренная поточным плотномером, а при отсутствии поточного плотномера – измеренной в лаборатории и приведенной к условиям измерений массы нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$.

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

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \Phi_{xc}}{\rho_m}, \quad (5)$$

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

Относительную погрешность СИКНС при измерении массы нетто нефти δM_n , %, при определении массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_c^2 + \frac{\Delta W_b^2 + \Delta W_{mp}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_b + W_{mp} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (6)$$

где W_b – массовая доля воды в нефти, %, вычисляют по формуле

$$W_b = \frac{\Phi_b \cdot \rho_b}{\rho_n}, \quad (7)$$

где Φ_b – объемная доля воды в нефти, %.

9.4.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды (Φ_b) в ней влагомером, в диапазоне объемной доли воды, %:

- от 0 % до 5 % включительно ± 1 ;
- св. 5 % до 15 % включительно $\pm (0,15 \cdot \Phi_b + 0,25)$;
- св. 15 % до 20 % включительно $\pm (0,075 \cdot \Phi_b + 1,375)$.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при определении массовой доли воды в дегазированной нефти в аттестованной испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014 не превышают, в диапазоне объемной доли воды (Φ_b , %), %:

- от 0 % до 5 % включительно ± 1 ;
- св. 5 % до 15 % включительно $\pm (0,15 \cdot \Phi_b + 0,25)$;
- св. 15 % до 20 % включительно $\pm (0,075 \cdot \Phi_b + 1,375)$.

9.5 При получении положительных результатов по п.п. 9.1-9.4 СИКНС считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

10 Оформление результатов поверки

10.1 При положительных результатах поверки СИКНС оформляется свидетельство о поверке. Результат поверки СИКНС оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки и заключения по результатам поверки.

10.2 Сведения о результатах поверки СИКНС направляют в ФИФ ОЕИ в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений», утвержденным приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.

10.3 При проведении поверки СИКНС в фактически обеспечивающемся диапазоне измерений массового расхода, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в ФИФ ОЕИ.

10.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

10.5 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.