

СОГЛАСОВАНО

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



М.С. Немиров

«13» 04 2021 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) ООО «ТНС-Развитие» при УПН АО «Татойлгаз»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0570-21 МП

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Давыдова Е.Н.,
Стеряков О.В.

1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) ООО «ТНС-Развитие» при УПН АО «Татойлгаз» (далее по тексту – СИКНС) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверку СИКНС проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКНС, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки.

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

Интервал между поверками СИКНС: один год.

Метрологические характеристики СИКНС подтверждаются расчетно-экспериментальным методом в соответствии с разделом 9 настоящей методики поверки.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019.

Реализован метод непосредственного сравнения результата измерения поверяемого средства измерений со значением, определенного эталоном.

2 Перечень операций поверки средства измерений

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

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки СИКНС

Наименование операции	Номер раздела документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	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 Поверку СИКНС прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

3.2 При проведении поверки в условиях эксплуатации СИКНС метрологические и основные технические характеристики нефтегазоводяной смеси и СИКНС должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 — Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Характеристики измеряемой среды: <ul style="list-style-type: none">- вязкость кинематическая, сСт- плотность, кг/м³- давление, МПа- давление рабочее, МПа- температура, °С- массовая доля воды, %, не более- массовая доля механических примесей, %, не более- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более- содержание свободного газа, %, не более- содержание растворенного газа, м³/м³, не более	от 10 до 100 от 860 до 930 от 0,2 до 1,0 от 0,3 до 0,6 от +5 до +50 20 0,05 20000 отсутствует 0,1
Условия эксплуатации: <ul style="list-style-type: none">- температура окружающей среды, °С- относительная влажность, %- атмосферное давление, кПа	от -47 до +38 от 20 до 90 от 94 до 104

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Основное средство поверки приведено в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Основное средство поверки

Наименование пункта на методику поверки	Наименование и тип основного средства поверки; обозначение нормативного документа и МХ средства поверки	Пример возможного средства поверки
9.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси	Рабочий эталон 1-го разряда (установки поверочные передвижные с расходомерами) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1$ %	Установка мобильная эталонная МЭУ (регистрационный № 72070-18), заводской № 1

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемой СИКНС с требуемой точностью.

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 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 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, 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 СИКНС и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

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

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных ПО измерительно-вычислительных контроллеров OMNI-3000/6000 (далее по тексту – ИВК).

Идентификация ПО ИВК проводится по номеру версии (идентификационному номеру) ПО и цифровому идентификатору ПО.

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На клавиатуре ИВК нажимают кнопку «Статус», затем «Ввод». На дисплее ИВК появятся данные в виде списка. Нажимая на кнопку «↓», перемещаются вниз до строк «Revision No» и «EPROM Checksum». В строке «Revision No» указан номер версии (идентификационный номер) ПО. В строке «EPROM Checksum» указан цифровой идентификатор ПО.

Отображенные идентификационные данные ПО ИВК заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

8.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора с программным комплексом «Кристалл» (далее по тексту – АРМ оператора).

Чтобы определить идентификационные данные ПО АРМ оператора необходимо выполнить следующие процедуры: на основной мнемосхеме АРМ оператора в нижнем правом углу нажать кнопку «О программе»; далее в появившейся экранной форме нажать «Проверка HASH-сумм», после чего появится окно «Проверка HASH-сумм программного кода», в котором при нажатии на кнопки «Проверка модуля CalcOil.dll» или «Проверка модуля CalcPov.dll» откроются окна «Проверка HASH» с соответствующими идентификационными данными ПО АРМ оператора.

Отображенные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в таблицу А.2 протокола поверки (Приложение А).

8.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКНС и полученные в ходе выполнения п. 8.1 и п. 8.2 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.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

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 Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ).

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.3 протокола поверки (Приложение А).

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

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Относительную погрешность измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси δM_c , %, при прямом методе динамических измерений, принимают равной максимальному значению относительной погрешности счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF (далее по тексту – ПР).

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

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

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_c^2 + \frac{(\Delta W_{\text{рг}})^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{рг}}}{100}\right)^2} + \frac{(\Delta W_{\text{мв}})^2 + (\Delta W_{\text{мп}})^2 + (\Delta W_{\text{хс}})^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{мв}} + W_{\text{мп}} + W_{\text{хс}}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

где ΔW_b – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, значение которой вычисляют в лаборатории по ГОСТ 2477-2014 или по формуле (2), %;

$W_{\text{мв}}$ – верхний предел измерений массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;

$\Delta W_{\text{рг}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, значение которой вычисляют по формуле (3), %;

$W_{\text{ргв}}$ – верхний предел измерений массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;

$\Delta W_{\text{хс}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, значение которой вычисляют по формуле (4), %;

$W_{\text{хсв}}$ – верхний предел измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$\Delta W_{\text{мп}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, значение которой вычисляют по формуле (6), %;

$W_{\text{мпв}}$ – верхний предел измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси с помощью влагомера ΔW_b , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_b = \pm \frac{\Delta W \cdot \rho_b^p}{\rho_c^p}, \quad (2)$$

где ΔW – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности поточного влагомера, %;

ρ_b^p – плотность воды в рабочих условиях, кг/м^3 ;

ρ_c^p – плотность нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях, кг/м^3 .

Абсолютную погрешность определения массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси $\Delta W_{\text{рг}}$, % вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{рг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_r}{\rho_c^{\text{ст}}} \cdot 100, \quad (3)$$

где ΔV_{pr} – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях по МИ 2575-2000;

ρ_r – плотность растворенного газа при стандартных условиях, кг/м³;

ρ_r – плотность нефтегазоводяной смеси в стандартных условиях, кг/м³.

Абсолютную погрешность определения в лаборатории массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm \frac{0,1 \cdot \Delta \varphi_c}{\rho_c^p}, \quad (4)$$

где ρ_c^p – плотность нефтегазоводяной смеси в условиях измерения массовой доли хлористых солей, кг/м³.

$\Delta \varphi_c$ – пределы абсолютной погрешности определения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти по ГОСТ 21534-76, г/м³, вычисляют по формуле

$$\Delta \varphi_c = \pm \sqrt{\frac{(2 \cdot r_c)^2 - r_c^2 \cdot 0,5}{2}},$$

где r_c – сходимостъ метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76, г/м³.

Абсолютную погрешность определения в лаборатории массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta W_{мп}$, %, вычисляют по формуле

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

где $R_{мп}$ и $r_{мп}$ – воспроизводимостъ и сходимостъ метода определения массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83, %.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, %, не должны превышать:

- при определении массовой доли воды с применением влагомера нефти поточного УДВН-1пм2 ±0,45;

- при определении массовой доли воды с применением влагомера сырой нефти ВСН-2 ±1,35;

- при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014, при содержании воды:

- от 0 % до 5 % (включительно) ±0,60,

- свыше 5 % до 15 % (включительно) ±1,50,

- свыше 15 % до 20 % (включительно) ±2,10.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 Относительная погрешность ПР на рабочей измерительной линии (ИЛ) в диапазоне расхода не должна превышать ±0,25 %, относительная погрешность ПР на контрольно-резервной ИЛ в точке расхода не должна превышать ±0,20 %.

10.2 Значения относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси не должны превышать ±0,25 %.

10.3 Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, %, не должны превышать:

- при определении массовой доли воды с применением влагомера нефти поточного УДВН-1пм2 ±0,45;

- при определении массовой доли воды с применением влагомера сырой нефти ВСН-2 ±1,35;
- при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014, при содержании воды:
 - от 0 % до 5 % (включительно) ±0,60,
 - свыше 5 % до 15 % (включительно) ±1,50,
 - свыше 15 % до 20 % (включительно) ±2,10.

11 Оформление результатов поверки

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

11.2 Сведения о результатах поверки СИКНС 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.

11.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца СИКНС оформляется свидетельство о поверке. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКНС указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения относительной погрешности измерений массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

11.4 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описанием типа данных СИ и учетом требований МИ 3002-2006.

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

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ № _____
поверки системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси
(СИКНС) ООО «ТНС-Развитие» при УПН АО «Татойлгаз»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси, % _____

- массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, % _____

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____ ИНН: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением эталонов:
_____ регистрационный № _____

Методика поверки: _____

Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр СИ (раздел 6 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

2. Опробование СИ (раздел 7 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

3. Проверка ПО СИ (раздел 8 МП)

Таблица А.1 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС (п. 9.1 МП)

Таблица А.3 - Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКНС

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

5 Определение относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси (п. 9.2 МП)

6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси (п. 9.3 МП)

7 Подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям (раздел 10 МП)

_____ (соответствует/не соответствует)

Заключение: система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) ООО «ТНС-Развитие» при УПН АО «Татойлгаз» признана _____ К дальнейшей эксплуатации _____
пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.