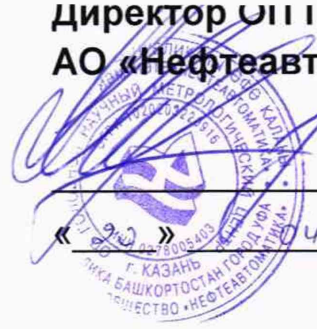


Директор ОПГ НМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



М.В. Крайнов

2022 г.

**«ГСИ. Система измерений количества и параметров
нефтегазоводяной смеси Черемшанского ЦДНГ АО «Булгарнефть».
Методика поверки»**

МП НА.ГНМЦ.0673-22

г. Казань
2022г.

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

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси Черемшанского ЦДНГ АО «Булгарнефть» (далее по тексту – СИКНС) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

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

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.

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

Т а б л и ц а 1

Диапазон измерений массового расхода через СИКНС, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	
	от 5 до 30	$\pm 0,25$ (нефти в составе нефтегазоводяной смеси)

П р и м е ч а н и е: 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.

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 – 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 и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	9	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 описании типа СИКНС.

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

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 2-го разряда (установки поверочные) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256	установка эталонная мобильная «ПАКВиК-2», заводской № 02, регистрационный № 71746-18

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 Подготовку 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 контроллеров измерительных ОКТОРУS-L (далее по тексту – контроллер) (основного и резервного).

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

Чтобы определить идентификационные данные ПО контроллеров необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

С помощью кнопок на передней панели контроллера выбрать на дисплее пункт «Системные параметры», далее «Сведения о ПО». В открывшемся меню необходимо найти страницы 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 СИКНС АРМ оператора выбрать «Версия». На открывшейся странице в центре экрана отобразится номер версии (идентификационный номер) ПО АРМ оператора.

Для проверки идентификационного наименования ПО и цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «Получить данные по библиотеке RateCalc». В открывшемся окне «CRC32» отобразятся идентификационное наименование и цифровой идентификатор ПО АРМ оператора.

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. Сведения о подтверждении соответствия/не соответствия ПО СИКНС 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 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.1 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 (далее по тексту – нефти) δM_c , %, при прямом методе динамических измерений, принимают равной максимальному значению относительной погрешности 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 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

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

где $\Delta W_{\text{в}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в нефти, %;

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

$\Delta W_{\text{сг}}$ – абсолютная погрешность измерения массовой доли свободного газа в нефти, %;

$W_{\text{сг}}$ – массовая доля свободного газа в нефти, %;

$\Delta W_{\text{рг}}$ – абсолютная погрешность измерения массовой доли растворенного газа в нефти, %;

$W_{\text{рг}}$ – массовая доля растворенного газа в нефти, %;

$\Delta W_{\text{хс}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$W_{\text{хс}}$ – 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, %;

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

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти с помощью влагомера $\Delta W_{\text{в}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{в}} = \pm \frac{\Delta W \cdot \rho_{\text{в}}^{\text{р}}}{\rho_{\text{с}}^{\text{р}}}, \quad (2)$$

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

$\rho_{\text{в}}^{\text{р}}$ – плотность воды в рабочих условиях, кг/м³;

$\rho_{\text{с}}^{\text{р}}$ – плотность нефти в рабочих условиях, кг/м³.

Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в нефти в лаборатории по ГОСТ 2477-2014 $\Delta W_{\text{в}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{в}} = \pm \frac{\rho_{\text{пв}}^{\text{ст}}}{\rho_{\text{сн}}^{\text{ст}} \cdot \left(1 - \frac{W}{100}\right) + \rho_{\text{пв}}^{\text{ст}} \cdot \frac{W}{100}} \cdot \sqrt{\frac{R_{\text{в}}^2 - r_{\text{в}}^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (3)$$

где W – объемная доля пластовой воды в нефти, %;

$\rho_{\text{пв}}^{\text{ст}}$ – плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м³;

$\rho_{\text{сн}}^{\text{р}}$ – плотность нефти в рабочих условиях, кг/м³;

$R_{\text{в}}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477-2014, %;

$r_{\text{в}}$ – сходимости метода по ГОСТ 2477-2014, %.

$\rho_{\text{г}}$ – плотность растворенного газа при стандартных условиях, кг/м³.

Абсолютная погрешность измерения массовой доли свободного газа в нефти, %; вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{сг}} = \frac{\Delta \varphi_{\text{сг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{сн}}}, \quad (4)$$

где $\Delta \varphi_{\text{сг}}$ - абсолютная погрешность измерений свободного газа, %, согласно МИ 2575-2000;

$\rho_{\text{г}}$ - плотность газа, кг/м³;

P - давление измеряемой среды;

$\rho_{\text{сн}}$ - плотность нефти, содержащей в себе растворенный газ, приведенная к рабочим условиям при давлении и температуре в измерительной линии, кг/м³.

Абсолютная погрешность измерения массовой доли растворенного газа в нефти, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{рг}} = \frac{\Delta \varphi_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{сн}}} \cdot 100, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{\text{рг}}$ - абсолютная погрешность измерений растворенного газа, %, согласно МИ 2575-2000.

Абсолютную погрешность определения в лаборатории массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta W_{\text{хс}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm \frac{0,1 \cdot \Delta \varphi_{\text{с}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}}, \quad (6)$$

где $\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}$ - плотность обезвоженной дегазированной нефти при стандартных условиях, кг/м³;

$\Delta \varphi_{\text{с}}$ - пределы абсолютной погрешности определения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти по ГОСТ 21534-76, г/м³, вычисляют по формуле

$$\Delta \varphi_{\text{с}} = \pm \sqrt{\frac{(2 \cdot r_{\text{с}})^2 - r_{\text{с}}^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (7)$$

где $r_{\text{с}}$ - 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 $\Delta W_{\text{мп}}$, %, вычисляют по формуле

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

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

Значения относительной погрешности вычислений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, %, не должны превышать $\pm 0,35$ %.

10 Оформление результатов поверки

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

10.2 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.

10.3 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 нефти в составе нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

10.4 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.

10.5 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
Черемшанского ЦДНГ АО «Булгарнефть»
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) _____
(соответствует/не соответствует)

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

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

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской №	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 Черемшанского ЦДНГ АО «Булгарнефть» признана _____ к дальнейшей эксплуатации.
пригодной/не пригодной

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

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.