

СОГЛАСОВАНО
Главный метролог
ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»



В.А. Лапшинов

«06» 10 2025 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества нефти сырой (СИКНС) мобильной установки
предварительного сброса воды «МУПСВ-Соровская»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-1028-2025

Москва
2025

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества нефти сырой (СИКНС) мобильной установки предварительного сброса воды «МУПСВ-Соровская» (далее – СИКНС), заводской № 623, и устанавливает методику первичной и периодической поверок.

1.2 Для СИКНС установлен поэлементный способ поверки:

- метрологические характеристики средств измерений, входящих в состав СИКНС, подтверждаются сведениями о результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ);

- метрологические характеристики СИКНС подтверждаются с помощью средств поверки методом прямых измерений, а также расчетным методом.

1.3 Поверка счетчиков-расходомеров массовых Штрай-Масс, входящих в состав СИКНС, обеспечивает передачу единицы массового расхода жидкости и единицы массы жидкости в потоке в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 года № 2356, что обеспечивает прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2025.

1.4 Поверку СИКНС проводят в составе с влагомером, задействованным в работе блока измерений показателей качества СИКНС. При замене рабочего влагомера проводят внеочередную поверку СИКНС.

1.5 В результате поверки должны быть подтверждены метрологические характеристики, приведенные в таблице А.1 приложения А методики поверки.

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

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки СИКНС должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	Да	Да	7.1
Опробование (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	Да	Да	7.2
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Проверка результатов поверки средств измерений, входящих в состав СИКНС	Да	Да	9.1
Определение приведенной погрешности при преобразовании входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение физической величины с применением ИВК	Да	Да	9.2
Определение относительной погрешности при преобразовании входного импульсного сигнала в значение массы сырой нефти с применением ИВК	Да	Да	9.3
Определение относительной погрешности вычислений массы нетто нефти с применением программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН»	Да	Да	9.4
Определение относительной погрешности измерений массового расхода и массы нефти сырой	Да	Да	9.5
Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти	Да	Да	9.6
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9.7

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха в местах установки средств измерений, расположенных в блок-боксе блока измерений показателей качества, от плюс 5 °С до плюс 28 °С;
- температура окружающего воздуха в местах установки средств измерений, входящих в состав системы сбора и обработки информации (далее – СОИ), от плюс 15 °С до плюс 30 °С;
- относительная влажность воздуха в местах установки средств измерений, входящих в состав СОИ, от 30 % до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки СИКНС применяют средства поверки, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
6 – 9	Средство измерений температуры окружающей среды с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С в диапазоне измерений от плюс 5 °С до плюс 30 °С	Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7 М 5-Д, рег. № 71394-18 (далее – ИВТМ)

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
6 – 9	Средство измерений относительной влажности окружающей среды с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 5\%$ в диапазоне измерений от 30 % до 80 % Средство измерений атмосферного давления с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа в диапазоне измерений от 84 до 106 кПа	ИВТМ
9.2	Рабочий эталон 2-го разряда и выше в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 года № 2091, в диапазоне силы постоянного тока от 4 до 20 мА; соотношение пределов допускаемых значений относительных погрешностей эталона и пределов допускаемых значений относительных погрешностей средства измерений должно быть не более 1/2	Калибратор-измеритель унифицированных сигналов эталонный ЭЛЕМЕР-ИКСУ-3000, рег. № 85582-22 (далее – ИКСУ-3000)
9.3	Рабочий эталон 5-го разряда и выше в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений времени и частоты, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 года № 2360, в диапазоне воспроизведения от 0 до 100000 импульсов с частотой следования от 50 до 10000 Гц; соотношение показателей точности эталона и средства измерений не должно превышать 1/3	Генератор сигналов специальной формы серии АКИП-3422, рег. № 71343-18 (далее – генератор сигналов)
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки средства измерений

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования:

- правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКНС, приведенных в их эксплуатационных документах;
- инструкций по охране труда, действующих на объекте.

5.2 К проведению поверки допускаются лица, являющиеся специалистами юридического лица или индивидуального предпринимателя, аккредитованного на право поверки средства измерений, изучившие настоящую методику поверки, руководство по эксплуатации СИКНС, руководства по эксплуатации средств поверки, прошедшие инструктаж по охране труда и инструктаж по технике безопасности в установленном порядке, изучившие требования безопасности, действующие на территории владельца СИКНС.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При проведении внешнего осмотра СИКНС устанавливают:

- соответствие заводского номера на маркировочной табличке СИКНС данным, указанным в паспорте и описании типа;
- соответствие комплектности СИКНС паспорту и описанию типа;
- наличие паспортов (формуляров) средств измерений, входящих в состав СИКНС и задействованных в ее работе;
- наличие и целостность пломб для средств измерений, входящих в состав СИКНС и задействованных в ее работе, для которых предусмотрено пломбирование в соответствии с описаниями типа на данные средства измерений;
- отсутствие механических повреждений СИКНС, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений на маркировочных табличках СИКНС и средствах измерений, входящих в состав СИКНС и задействованных в ее работе.

6.2 Результаты поверки по пункту 6 считают положительными, если:

- заводской номер на маркировочной табличке СИКНС соответствует указанным в паспорте и описании типа;
- комплектность СИКНС соответствует паспорту и описанию типа;
- имеются паспорта (формуляры) средств измерений, входящих в состав СИКНС и задействованных в ее работе;
- на средствах измерений, входящих в состав СИКНС и задействованных в ее работе, для которых предусмотрено пломбирование в соответствии с описаниями типа на данные средства измерений, имеются пломбы;
- механические повреждения и дефекты СИКНС, препятствующие ее применению, отсутствуют;
- надписи и обозначения на маркировочных табличках СИКНС и средствах измерений, входящих в состав СИКНС и задействованных в ее работе, четкие и хорошо читаемые.

6.3 В случае невыполнения условий по пункту 6.2 результаты поверки считают отрицательными.

6.4 При получении отрицательных результатов по пункту 6 поверку СИКНС прекращают.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Контроль условий поверки

7.1.1 Средства поверки и СИКНС подготавливают к работе в соответствии с их эксплуатационными документами.

7.1.2 При подготовке к поверке и в процессе выполнения поверки контролируют выполнение условий, приведенных в разделе 3, с применением ИВТМ.

7.2 Опробование

7.2.1 Опробование СИКНС проводят проверкой настроек комплексов измерительно-вычислительных «ЗОДИАК» (далее – ИВК) и значений измеряемых параметров путем вывода соответствующей информации на дисплеях ИВК в соответствии с эксплуатационной документацией.

7.2.2 При опробовании СИКНС выполняют следующие операции:

- проверяют отсутствие ошибок связи ИВК с счетчиками-расходами массовыми, преобразователями давления, преобразователями температуры и влагомером, задействованным в работе СИКНС;
- проверяют соответствие параметров сырой нефти (массовый расход, избыточное давление, температура), измеряемых на функционирующей измерительной линии, данным, отраженным в описании типа СИКНС;
- устанавливают соответствие параметров конфигурации ИВК данным, зафиксированным в описании типа и эксплуатационных документах СИКНС.

7.3 Результаты поверки по пункту 7 считают положительными, если:

- на дисплеях основного и дублирующего ИВК отсутствуют сообщения об ошибках связи с счетчиками-расходомерами массовыми, преобразователями давления, преобразователями температуры и влагомером, задействованным в работе СИКНС;
- параметры потока сырой нефти, измеряемые СИКНС, соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКНС;
- параметры конфигурации основного и дублирующего ИВК соответствуют данным, зафиксированным в описании типа и эксплуатационных документах СИКНС.

7.4 В случае невыполнения условия по пункту 7.3 результаты поверки считают отрицательными.

7.5 При получении отрицательных результатов по пункту 7 поверку СИКНС прекращают.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверку программного обеспечения (далее – ПО) СИКНС проводят сравнением идентификационных данных ПО ИВК и программного продукта (модуля), реализованного в информационной системе диспетчерской службы, с идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в таблице А.2 приложения А методики поверки.

8.1.1 Проверку идентификационных данных ПО для основного и дублирующего ИВК проводят в следующем порядке:

- в меню дисплея ИВК переходят в экран «Настройки» и находят раздел меню «Настройки ИВК»;
- в открывшемся разделе «Настройки ИВК» нажимают кнопку «Вычислить»;
- с дисплея ИВК считывают идентификационные данные (наименование, версия и цифровой идентификатор ПО ИВК).

8.1.2 Проверку идентификационных данных (номера версии) программного продукта (модуля), реализованного в информационной системе диспетчерской службы, проводят в соответствии с эксплуатационной документацией на программный модуль.

8.2 Результаты поверки ПО СИКНС считают положительными, если:

- ПО ИВК идентифицируется путем вывода информации о наименовании, версии и цифровом идентификаторе на дисплеях основного и дублирующего ИВК;
- программный продукт (модуль) идентифицируется путем вывода информации о номере версии на дисплее персонального компьютера;
- зафиксированные идентификационные данные ПО СИКНС соответствуют данным, указанным в таблице А.2 приложения А методики поверки.

8.3 В случае невыполнения условий по пункту 8.2 результаты поверки считают отрицательными.

8.4 При получении отрицательных результатов по пункту 8 поверку СИКНС прекращают.

9 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1 Проверка результатов поверки средств измерений, входящих в состав СИКНС

Проверяют наличие в ФИФОЕИ сведений о результатах поверки для счетчиков-расходомеров массовых Штрай-Масс (далее – СРМ), преобразователей давления измерительных АИР-20/М2, преобразователей температуры программируемых ТСПУ 031, преобразователей измерительных ВИС и барьеров искрозащиты ВИС.¹

¹ При измерении объемной доли воды в сырой нефти с применением влагомера нефти микроволновой МВН-1 (модификации МВН-1.3) или влагомера сырой нефти ВСН-2 (модификации ВСН-2-50-100), входящих в состав СИКНС, дополнительно проверяют наличие в ФИФОЕИ сведения о поверке для влагомера, задействованного в работе СИКНС.

9.2 Определение приведенной погрешности при преобразовании входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение физической величины с применением ИВК

9.2.1 Поверку по пункту 9.2 проводят поочередно для основного и дублирующего ИВК.

9.2.2 Проверяют наличие в ФИФОЕИ сведений о результатах поверки ИВК.

9.2.3 В случае, если ИВК поверен в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, имеет положительный результат поверки и допущен к применению дальнейшую поверку по пунктам 9.2.4–9.2.11 допускается не проводить.

9.2.4 Определение приведенной погрешности при преобразовании входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение физической величины с применением ИВК проводят для каналов, используемых в работе СИКНС.

9.2.5 Для поверки выбирают пять контрольных точек, равномерно распределенных по диапазону преобразования входного сигнала, включая верхнее и нижнее значения (4; 8; 12; 16; 20 мА).

9.2.6 К соответствующему каналу ИВК подключают калибратор, установленный в режим воспроизведения электрического сигнала силы постоянного тока, в соответствии с руководством по эксплуатации.

9.2.7 В меню дисплея ИВК из страницы главного меню переходят в раздел «Настройки» → «Ток.входы» и находят страницу, где отображаются текущие значения и настройки для поверяемого канала ИВК.

9.2.8 С помощью калибратора устанавливают электрический сигнал силы постоянного тока для первой контрольной точки.

9.2.9 С дисплея ИВК считывают измеренное значение физической величины ($X_{\text{изм}}$, в единицах измерений физической величины) и вычисляют приведенную к диапазону измерений погрешность γ_1 , %, по формуле

$$\gamma_1 = \frac{X_{\text{изм}} - X_{\text{эт}}}{X_{\text{макс}} - X_{\text{мин}}} \cdot 100, \quad (1)$$

где $X_{\text{эт}}$ – значение физической величины, соответствующее заданному калибратором сигналу силы постоянного тока, в единицах измерений физической величины;

$X_{\text{макс}}$ – верхний предел настроенного для поверяемого канала ИВК диапазона измерений, в единицах измерений физической величины;

$X_{\text{мин}}$ – нижний предел настроенного для поверяемого канала ИВК диапазона измерений, в единицах измерений физической величины.

9.2.10 Значение физической величины, соответствующее заданному калибратором сигналу силы постоянного тока, $X_{\text{эт}}$, в единицах измерений физической величины, определяют по формуле

$$X_{\text{эт}} = \frac{(X_{\text{макс}} - X_{\text{мин}})}{16} \cdot (I_{\text{эт}} - 4) + X_{\text{мин}}, \quad (2)$$

где $I_{\text{эт}}$ – значение силы постоянного тока согласно показаниям калибратора, мА.

9.2.11 Повторяют операции по пунктам 9.2.8–9.2.10 для остальных контрольных точек.

9.3 Определение относительной погрешности при преобразовании входного импульсного сигнала в значение массы сырой нефти с применением ИВК

9.3.1 Поверку по пункту 9.3 проводят поочередно для основного и дублирующего ИВК.

9.3.2 Проверяют наличие в ФИФОЕИ сведений о результатах поверки ИВК.

9.3.3 В случае, если ИВК поверен в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, имеет положительный результат поверки и допущен к применению дальнейшую поверку по пунктам 9.3.4–9.3.12 допускается не проводить.

9.3.4 Определение относительной погрешности при преобразовании входного импульсного сигнала в значение массы сырой нефти с применением ИВК проводят для каналов, используемых для ввода сигналов с счетчиков-расходомеров массовых Штрай-Масс.

9.3.5 К соответствующему каналу ИВК подключают генератор сигналов, установленный в режим воспроизведения импульсного сигнала прямоугольной формы с настраиваемой частотой следования последовательности импульсов, в соответствии с руководством по эксплуатации.

9.3.6 В меню дисплея ИВК из страницы главного меню переходят в раздел «Нарастающие» → «С нач.сут.» и находят страницу, где отображаются нарастающие значения измеряемых и вычисляемых параметров для соответствующей измерительной линии.

9.3.7 В настройках генератора сигналов устанавливают частоту следования импульсов 100 Гц.

9.3.8 С дисплея ИВК считывают значение массы из поля «М, т» и используют, как начальное значение массы сырой нефти, измеренной по соответствующей измерительной линии СИКНС, M_n , т.

9.3.9 С помощью генератора сигналов задают 100000 импульсов.

9.3.10 С дисплея ИВК считывают значение массы из поля «М, т» и используют, как конечное значение массы сырой нефти, измеренной по соответствующей измерительной линии СИКНС, M_k , т.

9.3.11 Относительную погрешность при преобразовании входного импульсного сигнала в значение массы сырой нефти с применением ИВК δ_N , %, определяют по формуле

$$\delta_N = \frac{M - M_0}{M_0} \cdot 100, \quad (3)$$

где M – значение массы, измеренное СИКНС, т, определяемое по формуле

$$M = M_k - M_n. \quad (4)$$

M_0 – значение массы, т, определяемое по формуле

$$M_0 = \frac{N_0}{K}, \quad (5)$$

где N_0 – число импульсов, заданной с помощью генератора сигналов по пункту 9.3.9, импульсы;

K – коэффициент преобразования, настроенный в ИВК для поверяемого канала, импульс/т.

9.3.12 Повторяют операции по пунктам 9.3.7-9.3.11 для значений частоты следования импульсов 5000 Гц и 10000 Гц.

9.4 Определение относительной погрешности вычислений массы нетто нефти с применением программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН»

9.4.1 На персональном компьютере информационной системы диспетчерской службы запускают программный модуль «ЦДС-ДНС/ППН».

9.4.2 В соответствии с эксплуатационной документацией программного модуля вводят значения исходных данных, приведенных в таблице 3, и выполняют расчеты массы нетто нефти.

Таблица 3 – Исходные данные для расчета массы нетто нефти

№ п/п	Наименование параметра	Значение исходных данных для расчетов			
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
1	Масса сырой нефти, т	700	700	700	700
2	Температура сырой нефти в измерительной линии, °С	+5	+5	+65	+65
3	Избыточное давление сырой нефти в измерительной линии, МПа	3,43233	3,43233	3,43233	3,43233
4	Плотность сырой нефти, измеренная в блоке измерений показателей качества СИКНС, т/м ³	0,8703	0,9971	0,8282	0,9685
5	Объемная доля воды в сырой нефти, %	5	90	5	90
6	Плотность обезвоженной и дегазированной нефти при стандартных условиях (температура плюс 20 °С), т/м ³	0,85	0,85	0,85	0,85

№ п/п	Наименование параметра	Значение исходных данных для расчетов			
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
7	Плотность пластовой воды при стандартных условиях (температура плюс 20 °С), т/м ³	1,01	1,01	1,01	1,01
8	Массовая доля механических примесей в обезвоженной и дегазированной нефти, %	0,01	0,01	0,01	0,01
9	Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной и дегазированной нефти, мг/дм ³	900	900	900	900
10	Содержание растворенного газа, приведенного к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, избыточное давление 0 МПа), в единице объема сырой нефти, м ³ /м ³	0,4	0,4	0,4	0,4
11	Плотность растворенного газа в стандартных условиях (температура плюс 20 °С, избыточное давление 0 МПа), в единице объема сырой нефти, т/м ³	0,00095	0,00095	0,00095	0,00095

9.4.3 Относительную погрешность вычислений массы нетто нефти с применением программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН» $\delta_{\text{выч}}$, %, вычисляют по формуле:

$$\delta_{\text{выч}} = \frac{M_{\text{СИКНС}} - M_{\text{расч}}}{M_{\text{расч}}} \cdot 100, \quad (6)$$

где $M_{\text{СИКНС}}$ – масса нетто нефти, т, рассчитанная по исходным данным из таблицы 3 с применением программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН», %;

$M_{\text{расч}}$ – масса нетто нефти, т, рассчитанная по исходным данным из таблицы 3 согласно формуле (3) ГОСТ Р 8.910–2016.

9.5 Определение относительной погрешности измерений массового расхода и массы нефти сырой

9.5.1 Относительную погрешность измерений массового расхода и массы сырой нефти δM_c , %, вычисляют по формуле:

$$\delta M_c = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{q_0}^2 + (\delta_{q_{\text{ДР}}} \cdot \Delta P \cdot 10)^2 + \left(\frac{\gamma_{q_{\text{ДТ}}} \cdot \Delta t \cdot q_{\text{НОМ}}}{q_{\text{ИЗМ}}} \right)^2 + \delta_{\text{ИВК}}^2 + \delta_{\text{выч_мб}}^2}, \quad (7)$$

где δ_{q_0} – пределы допускаемой основной относительной погрешности СРМ при измерении массового расхода и массы сырой нефти, %;

$\delta_{q_{\text{ДР}}}$ – допускаемая дополнительная относительная погрешность СРМ при измерении массового расхода и массы сырой нефти, вызванная изменением давления измеряемой среды от давления среды при поверке СРМ на 0,1 МПа, %;

ΔP – разность давления измеряемой среды и давления среды при поверке СРМ, МПа;

$\gamma_{q_{\text{ДТ}}}$ – пределы допускаемой дополнительной приведенной к номинальному расходу погрешности СРМ при измерении массового расхода и массы сырой нефти, вызванной изменением температуры измеряемой среды от температуры среды при установке нуля СРМ на 1 °С, %;

Δt – разность температуры измеряемой среды и температуры среды при установке нуля СРМ, °С;

$q_{\text{НОМ}}$ – номинальное значение массового расхода для СРМ, т/ч;

$q_{\text{ИЗМ}}$ – измеренное СРМ значение массового расхода, т/ч;

- $\delta_{\text{ИВК}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при измерении периода и частоты следования импульсов входных каналов частотно-временной группы сигналов, %;
- $\delta_{\text{выч_мб}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности при преобразовании входного импульсного сигнала в значение массы сырой нефти с применением ИВК, %.

9.5.2 В случае поверки СРМ в рабочих условиях на месте эксплуатации в рабочем диапазоне расходов с помощью компакт-прувера, трубопоршневой установки или передвижной поверочной установки на базе расходомеров относительная погрешность измерений массы и массового расхода сырой нефти не выходит за пределы $\pm 0,2\%$ (для СРМ, установленной на контрольно-резервной измерительной линии) и $\pm 0,25\%$ (для СРМ, установленной на рабочей измерительной линии).

9.6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

9.6.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти $\delta M_{\text{н}}$, %, вычисляют по формуле:

$$\delta M_{\text{н}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M^2 + \left(\frac{\Delta W_{\text{рг}}}{1 - \frac{W_{\text{рг}}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{\text{в}}}{1 - \frac{W_{\text{в}}}{100}} \right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{хс}}^2 + \Delta W_{\text{мп}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{хс}} + W_{\text{мп}}}{100} \right)^2} + \delta_{\text{выч_мн}}^2} \quad (8)$$

- где $\Delta W_{\text{рг}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;
- $W_{\text{рг}}$ – массовая доля растворенного газа в сырой нефти, принятая за условно-постоянный параметр, %;
- $\Delta W_{\text{в}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти, %;
- $W_{\text{в}}$ – массовая доля воды в сырой нефти, %, измеряемая в лаборатории, или вычисляемая ИВК по формуле (9) по результатам измерений объемной доли воды в сырой нефти с применением влагомера;
- $\Delta W_{\text{хс}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
- $\Delta W_{\text{мп}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
- $W_{\text{хс}}$ – массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, вычисляемая по формуле (10), %;
- $W_{\text{мп}}$ – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, определяемая согласно ГОСТ 6370–2018, %;
- $\delta_{\text{выч_мн}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании сигналов входных каналов частотно-временной группы в значения массы нетто сырой нефти или пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы нетто нефти с применением программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН», %.

9.6.2 Массовую долю воды в сырой нефти $W_{\text{в}}$, %, вычисляемую по результатам измерений объемной доли воды в сырой нефти с применением влагомера, рассчитывают по формуле:

$$W_{\text{в}} = \frac{\varphi_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\left(1 - \frac{\varphi_{\text{в}}}{100} \right) \cdot \rho_{\text{н}} + \frac{\varphi_{\text{в}}}{100} \cdot \rho_{\text{в}}}, \quad (9)$$

- где $\varphi_{\text{в}}$ – объемная доля воды в сырой нефти, измеренная с применением влагомера, %;
- $\rho_{\text{н}}$ – плотность обезвоженной дегазированной нефти, измеренная в лаборатории и приведенная ИВК к условиям измерений в ИЛ, кг/м³;
- $\rho_{\text{в}}$ – плотность пластовой воды, измеренная в лаборатории и приведенная ИВК к условиям измерений в ИЛ, кг/м³.

9.6.3 Массовую долю хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти W_{xc} , %, определяют по формуле:

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho_{n20}}, \quad (10)$$

где φ_{xc} – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534–2021, мг/дм³;
 ρ_{n20} – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре плюс 20 °C и избыточном давлении 0 МПа, измеренная в лаборатории, кг/м³.

9.6.4 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, которая принята за условно-постоянный параметр ΔW_{pr} , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{pr} = \pm \left(\frac{W_{prmax} - W_{prmin}}{W_{prmax} + W_{prmin}} \right) \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot W_{pr}, \quad (11)$$

где W_{prmax} – верхний предел диапазона, в котором массовая доля растворенного газа в сырой нефти принята за условно-постоянный параметр, %;
 W_{prmin} – нижний предел диапазона, в котором массовая доля растворенного газа в сырой нефти принята за условно-постоянный параметр, %.

9.6.5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти по результатам измерений объемной доли воды в сырой нефти с применением влагомера ΔW_v , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_v = \pm \frac{\Delta \varphi_v \cdot \rho_v}{\left(1 - \frac{\varphi_v}{100}\right) \cdot \rho_n + \frac{\varphi_v}{100} \cdot \rho_v}, \quad (12)$$

где $\Delta \varphi_v$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения объемной доли воды в сырой нефти с применением влагомера, %;
 ρ_n – плотность обезвоженной дегазированной нефти, измеренная в лаборатории и приведенная ИВК к условиям измерений в ИЛ, кг/м³;
 ρ_v – плотность пластовой воды, измеренная в лаборатории и приведенная ИВК к условиям измерений в ИЛ, кг/м³.

9.6.6 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения объемной доли воды в сырой нефти с применением влагомера $\Delta \varphi_v$, %, вычисляют по формуле:

$$\Delta \varphi_v = \pm \sqrt{\Delta \varphi_{вл}^2 + (\gamma \varphi_{ПИ}^2 + \gamma \varphi_{ПИт}^2 + \gamma \varphi_{ИВК}^2) \cdot \left(\frac{\varphi_{vmax} - \varphi_{vmin}}{100} \right)^2}, \quad (13)$$

где $\Delta \varphi_{вл}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений влагомера, %;
 $\gamma \varphi_{ПИ}$ – пределы допускаемой основной приведенной к диапазону входного сигнала погрешности преобразователя измерительного BIS, %;
 $\gamma \varphi_{ПИт}$ – пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону входного сигнала погрешности преобразователя измерительного BIS, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальных условий в рабочем диапазоне температур, %;
 $\gamma \varphi_{ИВК}$ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности ИВК при измерении силы постоянного тока входных каналов аналоговых сигналов, %;
 φ_{vmax} – верхний предел измерений объемной доли воды в нефти, %;
 φ_{vmin} – нижний предел измерений объемной доли воды в нефти, %.

9.6.7 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти ΔW_v , %, при определении массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477–2014 в соответствии с ГОСТ 33701–2015 вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{\text{в}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{в}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{в}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (14)$$

где $R_{\text{в}}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;

$r_{\text{в}}$ – сходимостъ метода измерений массовой доли воды по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

9.6.8 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в сырой нефти при определении массовой доли воды в лаборатории в соответствии с Инструкцией МЦКЛ.0229М–2014 «Государственная система обеспечения единства измерений. Объемная и массовая доля воды в сырой нефти. Методика измерений комбинированным методом» (регистрационный номер ФР 1.31.2014.17065 в ФИФОЕИ) составляют $\pm 0,3$ % (выраженные в единицах массовой доли воды).

9.6.9 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta W_{\text{хс}}$, %, в соответствии с ГОСТ 33701–2015 вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{хс}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{хс}}^2}}{\rho_{\text{н20}} \cdot \sqrt{2}}, \quad (15)$$

где $R_{\text{хс}}$ – воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, мг/дм³;

$r_{\text{хс}}$ – сходимостъ метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, мг/дм³.

9.6.10 Доверительные границы абсолютной погрешности (при вероятности 0,95) определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta W_{\text{мп}}$, %, в соответствии с ГОСТ 33701–2015 вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{мп}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{мп}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{мп}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (16)$$

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

$r_{\text{мп}}$ – сходимостъ метода определения массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %.

9.7 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.7.1 СИКНС соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, и результаты поверки СИКНС считают положительными, если:

а) средства измерений, перечисленные в пункте 9.1, поверены в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, имеют положительные результаты поверки и допущены к применению;

б) для каждого ИВК выполняется одно из условий:

- ИВК, поверен в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, имеет положительные результаты поверки и допущен к применению;
- рассчитанные по формуле (1) значения приведенной погрешности при преобразовании входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение физической величины с применением ИВК не выходят за пределы, указанные в таблице А.1 приложения А методики поверки;

в) для каждого ИВК выполняется одно из условий:

- ИВК, поверен в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, имеет положительные результаты поверки и допущен к применению;

- рассчитанные по формуле (3) значения относительной погрешности при преобразовании входного импульсного сигнала в значение массы сырой нефти с применением ИВК не выходят за пределы, указанные в таблице А.1 приложения А методики поверки;

г) рассчитанные по формуле (6) значения относительной погрешности вычислений массы нетто нефти с применением программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН» не выходят за пределы, указанные в таблице А.1 приложения А методики поверки;

д) рассчитанные по формуле (7) значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не выходят за пределы, указанные в таблице А.1 приложения А методики поверки;

е) рассчитанные по формуле (8) значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не выходят за пределы, указанные в таблице А.1 приложения А методики поверки.

9.7.2 В случае невыполнения условий по пункту 9.7.1 результаты поверки считают отрицательными.

10 Оформление результатов поверки средства измерений

10.1 Результаты поверки оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, результатов поверки, наименований и заводских номеров средств измерений, входящих в состав СИКНС.

10.2 Результаты поверки оформляются в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

10.3 Сведения о результатах поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

10.4 По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке СИКНС, при отрицательных результатах поверки – извещение о непригодности к применению СИКНС.

Ведущий инженер по метрологии



Н.М. Мухаметнабиев

Приложение А
(обязательное)

Метрологические характеристики СИКНС и идентификационные данные ПО

Таблица А.1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти через отдельную измерительную линию, т/ч	от 37 до 1491
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти через СИКНС, т/ч	от 37 до 2982
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы) сырой нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти влагомером нефти микроволновым МВН-1.3, % (при содержании объемной доли воды в сырой нефти в диапазоне): - от 0,01 % до 5 % включ. - св. 5 % до 10 % включ.	$\pm 1,0$ $\pm (0,15 \cdot \varphi + 0,25)$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти влагомером сырой нефти ВСН-2-50-100, % (при содержании объемной доли воды в сырой нефти в диапазоне): - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ. - св. 70 % до 94 % включ.	$\pm (0,15 \cdot \varphi + 0,25)$ $\pm (0,075 \cdot \varphi + 1,375)$ $\pm (0,15 \cdot \varphi - 1,25)$ $\pm (0,3 \cdot \varphi - 9,5)$ $\pm 10,0$ $\pm 40,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477–2014, % (при содержании объемной доли воды в сырой нефти в диапазоне): - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 25 % включ.	$\pm 1,0$ $\pm (0,15 \cdot \varphi + 0,25)$ $\pm (0,075 \cdot \varphi + 1,375)$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории по Инструкции МЦКЛ.0229М–2014 (регистрационный номер ФР 1.31.2014.17065), % (при содержании объемной доли воды в сырой нефти в диапазоне): - св. 10 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ. - св. 70 % до 94 % включ.	$\pm (0,15 \cdot \varphi + 0,25)$ $\pm (0,075 \cdot \varphi + 1,375)$ $\pm (0,15 \cdot \varphi - 1,25)$ $\pm (0,3 \cdot \varphi - 9,5)$ $\pm 10,0$ $\pm 40,0$
Пределы допускаемой приведенной погрешности при преобразовании входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение физической величины с применением ИВК, % диапазона преобразования	$\pm 0,1$

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности при преобразовании входного импульсного сигнала в значение массы сырой нефти с применением ИВК, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы нетто нефти с применением программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН», %	$\pm 0,01$
Примечания 1 Принято обозначение: φ – объемная доля воды в сырой нефти, %. 2 Абсолютное значение отклонения температуры сырой нефти от температуры среды при калибровке нулевой точки СРМ не должно превышать 5 °С. Превышающее данное значение отклонение температуры должно быть компенсировано установкой нуля в соответствии с эксплуатационными документами СРМ. 3 Изменение давления сырой нефти от давления среды при поверке СРМ компенсируется внесением соответствующей поправки согласно эксплуатационным документам СРМ. Поправка производится автоматически по результатам записи в память СРМ коэффициента коррекции расхода, давления среды при поверке СРМ и выбора способа учета давления измеряемой среды. Учет давления измеряемой среды реализован путем ввода в память СРМ условно-постоянного (фиксированного) значения давления измеряемой среды. Абсолютное значение отклонения давления сырой нефти от условно-постоянного (фиксированного) значения давления измеряемой среды, введенной в память СРМ, не должна превышать 0,3 МПа.	

Таблица А.2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	zodiac_2010.efk	модуль «ЦДС-ДНС/ППН» информационной системы «ОДС»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2	10.X.X.X
Цифровой идентификатор ПО	C20F75FC	–
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	–
* «X» может принимать значения от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части программного модуля.		