



**СИБИНТЕК**

**СОГЛАСОВАНО**

**И.о. заместителя генерального директора  
по АСУТЦ и метрологии  
ООО ИК «СИБИНТЕК»**

**В.В. Фурсов**

**2022 г.**



**Государственная система обеспечения единства измерений**  
**СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ**  
**НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ № 2056 НА ПЛОЩАДКЕ**  
**НЕФТЕНАЛИВНОГО ТЕРМИНАЛА ООО «ТЕРМИНАЛ-СЕРВИС»**

**Методика поверки**

**МП 19-01062-31-2022**

**САМАРА**  
**2022**

РАЗРАБОТАНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Журавлев А.И., Лысак М.В.

УТВЕРЖДЕНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

## 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая инструкция описывает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси № 2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис» (далее – СИКНС), зав. № 2219, предназначенную для автоматизированного измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Если очередной срок поверки средств измерений (далее – СИ) из состава СИКНС наступает до очередного срока поверки СИКНС, поверяется только это СИ, при этом поверку СИКНС не проводят.

Возможность проведения поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава системы для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений для системы не предусматривается.

Специальные требования к специалистам, осуществляющим поверку отсутствуют.

Настоящая методика поверки обеспечивает прослеживаемость поверяемых СИ, входящих в состав СИКНС, к следующим государственным первичным эталонам:

- государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости (ГЭТ 63-2019), согласно государственной поверочной схеме для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

- государственному первичному эталону единицы давления в диапазоне от 10 до 1 600 МПа и эффективной площади поршневых пар грузопоршневых манометров в диапазоне от 0,05 до 1 см<sup>2</sup> (ГЭТ 43-2013) и государственному первичному эталону единицы давления – паскаля (ГЭТ 23-2010), согласно государственной поверочной схеме для средств измерений избыточного давления до 4 000 МПа, утвержденной приказом Росстандарта от 29.06.2018 № 1339 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4 000 МПа»;

- государственному первичному эталону единицы температуры в диапазоне от 0 до 3200 °С ГЭТ 34-2020, согласно ГОСТ 8.558-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры»;

- государственному первичному специальному эталону единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011, согласно ГОСТ 8.614-2013 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов»;

- государственному первичному эталону единицы электрического напряжения ГЭТ 13-01, согласно ГОСТ 8.027-2001 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

- государственному первичному эталону единицы силы постоянного электрического тока ГЭТ 4-91, согласно государственной поверочной схеме для средств измерений силы постоянного тока в диапазоне от 1·10<sup>-16</sup> до 100 А, утвержденной приказом Росстандарта от 01.10.2018 № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного тока в диапазоне от 1·10<sup>-16</sup> до 100 А»;

- государственному первичному эталону единицы электрического сопротивления ГЭТ 14-2014, согласно государственной поверочной схеме для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока, утвержденной приказом Росстандарта от 30.12.2019 № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

- государственному первичному эталону единиц времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2018, согласно государственной поверочной схеме для средств измерений времени и частоты, утвержденной приказом Росстандарта от 31.07.2018 № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

## 2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, приведённые 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 СИКНС	Да	Да	6
Опробование	Да	Да	7.2
Проверка программного обеспечения СИКНС	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик СИКНС	Да	Да	9
Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям	Да	Да	10

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 <sup>1)</sup> в соответствии с требованиями нормативной документации (далее – НД) на методики поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

3.2 Характеристики СИКНС и параметры измеряемой среды при проведении поверки на месте эксплуатации должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

3.3 Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефтегазоводяной смеси.

Таблица 2 – Основные характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С: - для СИ, установленных в блок-боксе - в месте размещения СОИ	от + 5 до + 35 от + 5 до + 35
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	(380±38)/(220±22) 50±1

<sup>1)</sup> При соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют.

Продолжение таблицы 2 – Основные характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси при температуре 15 °С и избыточном давлении равно нулю, кг/м <sup>3</sup> - плотность пластовой воды, измеренная в лаборатории, кг/м <sup>3</sup> - плотность растворенного газа при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> - объемная доля воды, %, - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> - содержание свободного газа	Нефтегазоводяная смесь от 0,2 до 4,0 от +5 до +30  от 780 до 853 от 1010 до 1177 от 1,05 до 1,6 до 5 от 100 до 1000 до 0,05 до 20 не допускается

#### 4 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

4.1 При поэлементной поверке применяются средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС.

4.2 Средства поверки СИ, входящих в состав СИКНС, должны соответствовать требованиям НД, представленным в таблице 3.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Методика поверки
1	2
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion (ФИФОЕИ № 45115-10)	МП 45115-10 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением №1, утверждена ФГУП «ВНИИМС» 17 августа 2018 г.
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion (ФИФОЕИ № 45115-16)	МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением №1, утверждена ФГУП «ВНИИМС» 22 декабря 2016 г.; МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и проточным преобразователем плотности»; МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Преобразователь давления измерительный Rosemount 3051S (ФИФОЕИ № 24116-08)	«Преобразователи давления измерительные 3051S. Методика поверки» Утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 17.12.2002г.
Преобразователь давления измерительный EJX (ФИФОЕИ № 28456-09)	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки». Утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 2004г.
Преобразователь измерительный серии УТА(ФИФОЕИ № 25470-03)	МП 25470-03 «Преобразователи измерительные серии УТА моделей УТА110, УТА310, УТА320. Методика поверки». Утверждена ВНИИМС, июль 2003г.

Продолжение таблицы 3 – СИ и методики их поверки

1	2
Термометры сопротивления серии W (ФИФОЕИ № 41563-09)	ГОСТ Р 8.624-2006 «ГСИ. Термометры сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователь плотности жидкости измерительный (ФИФОЕИ № 15644-06)	МИ 2816 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации».
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-270 (ФИФОЕИ № 21968-11)	271.01.00.000 РЭ «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех». Утвержден «Челябинский ЦСМ» сентябрь 2011г.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм (ФИФОЕИ 14557-10)	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВНТ. Методика поверки», утверждена ГНМЦ ФГУП «ВНИИР» 29.12.2015 г.
Счетчик турбинный НОРД-М (ФИФОЕИ № 5638-02)	МИ 2827-2003 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные счетчиков жидкости МИГ и ГОРД-М. Методика поверки». МИ 1974-2004 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки». «VEGA-03. Руководство по эксплуатации. 407.213.00.00.000 РЭ», согласованного ГЦИСИ ВНИИР 27.10.2000г. МИ 2035-95 «Рекомендация. ГСИ. Центральные блоки обработки и индикации данных, суммирующие и вторичные приборы турбинных преобразователей расхода, входящих в состав узлов учёта нефти. Методика поверки»
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (ФИФОЕИ № 19240-11)	МИ 3311-2011 «Рекомендация. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03. Методика поверки». Утверждена ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева» 25 января 2011г.

4.3 Допускается использовать при поверке другие утверждённые и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утверждённого типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.

## 5 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки соблюдаются требования, определяемые:

- Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также другими действующими НД;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

## 6 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СИКНС

При внешнем осмотре устанавливается соответствие СИКНС следующим требованиям:

- состав соответствует указанному в формуляре;

- в результате внешнего осмотра составных частей СИКНС должно быть подтверждено отсутствие механических повреждений и видимых дефектов<sup>2)</sup>, которые способны оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;

требованиям по защите СИ, входящих в состав СИКНС от несанкционированного вмешательства согласно описанию типа СИ

Результаты операции поверки считают положительными если установлено соответствие СИКНС всем требованиям, перечисленным выше.

## **7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СИКНС**

7.1 При подготовке к поверке выполняют следующие работы:

- проверка выполнения условий пункта 3, пункта 5, пункта 6 настоящей инструкции;
- подготовка к работе СИКНС и средств поверки проводятся в соответствии с инструкцией по эксплуатации;
- проверяют комплектность технической документации:
  - технологической инструкции по эксплуатации СИКНС;
  - паспорта (формуляра) на СИКНС;
  - паспортов (формуляров) на СИ, входящих в состав СИКНС;
  - свидетельств о поверке СИ, входящих в состав СИКНС в соответствии с НД действующими на момент поверки;
  - методика поверки СИКНС.

7.2 Опробование

- Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКНС в соответствии с технологической инструкцией на СИКНС, возможность получения отчета.

- Проверяют герметичность гидравлической части СИКНС.

Результаты операции поверки считаются положительными, если действие и взаимодействие компонентов СИКНС осуществляется в соответствии с технологической инструкцией на СИКНС, подтверждена возможность получения отчета, подтверждена герметичность гидравлической части СИКНС и на элементах и компонентах СИКНС не должно быть следов протечек нефтегазоводяной смеси.

## **8 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СИКНС**

8.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) СИКНС.

8.1.1 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 (далее – ИВК) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

Для определения идентификационных данных ПО ИВК необходимо выполнить следующие действия: в экранной форме основного меню выбрать «Просмотр 2», выбрать в подменю «СВЕДЕНИЯ о ПО», в окне отображаются идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК.

Полученные идентификационные данные ПО ИВК оператора заносят в протокол по форме приложения 1.

8.1.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (далее - АРМ оператора).

Для определения идентификационных данных АРМ оператора необходимо зайти в пункт меню «О программе» и нажать кнопку «Модули». После нажатия на кнопку появится информационное окно с информацией о наименовании и версии ПО и контрольной сумме (CRC32).

---

<sup>2)</sup> при обнаружении дефектов, необходимо принять решение о прекращении поверки (до устранения обнаруженных дефектов) или о возможности проведения дальнейшей поверки

Полученные идентификационные данные ПО АРМ заносят в протокол по форме приложения 1.

8.3 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО СИКНС (идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер ПО) и цифровой идентификатор ПО) соответствуют идентификационным данным, указанным таблице 4, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll ArmMX.dll ArmF.dll	PX.352.02.01.0 0 AB
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1 4.0.0.1 4.0.0.1	352.02.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71 30747EDB F8F29210	14C5D41A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

## 9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИКНС

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС, проводят поэлементным способом. Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКНС, наличие у проверяемых СИ действующих сведений о поверке.

Показывающие СИ давления и температуры нефти утвержденных типов, поверяются в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах (сертификатах) об утверждении типа данных СИ

Результат определения МХ СИ, входящих в состав СИКНС, считают положительным если сведения о положительных результатах поверки данных СИ размещены в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений и (или) имеют действующий знак поверки и (или) сертификат (свидетельство) о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

## 10 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СИКНС МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

10.1 Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы нефтегазоводяной смеси.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси  $\delta M_c$ , %, принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений расходомера массового СМФ400 (далее – РМ).

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

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси не должны превышать  $\pm 0,25$  %

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



Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси,  $\delta_{M_n}$ , %, вычисляют в соответствии с методикой измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой № 2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.43917) по формуле:

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_C^2 + \left(\frac{\Delta W_{MB}}{1 - \frac{W_{MB}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{PG}}{1 - \frac{W_{PG}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{XC} + \Delta W_{II}}{1 - \frac{W_{XC} + W_{II}}{100}}\right)^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_{M_C}$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси ИЛ, %;

$\Delta W_{MB}$  - пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;

$W_{MB}$  - массовая доля воды в нефтегазоводяной смеси, %;

$\Delta W_{PG}$  - пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;

$W_{PG}$  - массовая доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;

$\Delta W_{II}$  - пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей, %;

$W_{II}$  - массовая доля механических примесей, %;

$\Delta W_{XC}$  - пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей, %;

$W_{XC}$  - массовая доля хлористых солей, %;

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси  $\Delta W_{MB}$ , %, при применении поточного влагомера определяют по формуле:

$$\Delta W_{MB} = \pm \frac{\Delta W_{OB} \cdot \rho_B^p}{\rho_{CH}^p}, \quad (2)$$

где  $\Delta W_{OB}$  - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности поточного влагомера, %.

$\rho_{CH}^p$  - плотность нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_B^p$  - плотность воды при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;

Плотность пластовой воды в рабочих условиях  $\rho_B^p$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле:

$$\rho_B^p = \rho_B^{лаб} \cdot \frac{СТЛ_B(t_p)}{СТЛ_B(t_{лаб})} \quad (3)$$

где  $\rho_B^{лаб}$  - плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м<sup>3</sup>;

$СТЛ_B(t_p)$ , - поправочные коэффициенты плотности от температуры, для температуры  $t_p$  и  $t_{лаб}$  соответственно;

$t_p$  - температура нефтегазоводяной смеси в ИЛ при измерении массы нефтегазоводяной смеси с применением СРМ, °С;

$t_{лаб}$  - температура нефтегазоводяной смеси в лаборатории, при которой проводится измерение плотности воды, °С.

Коэффициент  $СТЛ_B(t)$  вычисляют по формуле:

$$\begin{aligned} СТЛ_B(t) = & 1 - (1,8562 \cdot 10^{-4} + 1,2882 \cdot 10^{-5} \cdot B) \cdot \Delta t - \\ & -(4,1151 \cdot 10^{-6} - 1,4464 \cdot 10^{-7} \cdot B) \cdot \Delta t^2 + \\ & +(7,1926 \cdot 10^{-9} + 1,3085 \cdot 10^{-10} \cdot B) \cdot \Delta t^3 \end{aligned} \quad (4)$$

где

$$B = \frac{\rho_{\text{в}}^{\text{лаб}} - 999,0}{7,2}, \quad (5)$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (6)$$

Примечание - При проведении расчетов по формулам (3) – (6) за значение  $t$  принимают  $t_p$  и  $t_{\text{лаб}}$  соответственно.

Плотность нефтегазоводяной смеси  $\rho_{\text{сн}}^p$ , кг/м<sup>3</sup>, приведенную к рабочим условиям, рассчитывают по формуле:

$$\rho_{\text{сн}}^p = \rho_{\text{н}}^p \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{ов}}}{100}\right) + \rho_{\text{в}}^p \cdot \frac{W_{\text{ов}}}{100} \quad (7)$$

где  $\rho_{\text{н}}^p$  – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>, вычисленная согласно таблицам Р 50.2.076.

$W_{\text{ов}}$  – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, измеренная ВП или в лаборатории по ГОСТ 2477 (в зависимости от выбранного метода измерений);

Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси  $W_{\text{мв}}$ , %, при измерении объемной доли воды с помощью ВП, рассчитывают по формуле:

$$W_{\text{мв}} = \frac{W_{\text{ов}} \cdot \rho_{\text{в}}^p}{\rho_{\text{сн}}^p}, \quad (8)$$

где  $W_{\text{ов}}$  – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %.

$\rho_{\text{сн}}^p$  – плотность нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{в}}^p$  – плотность воды при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;

При ремонте и отказе обоих влагомеров массовую долю пластовой воды в нефтегазоводяной смеси определяют в лаборатории по ГОСТ 2477.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа  $\Delta W_{\text{рг}}$ , %, определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{рг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{сн}}^p} \cdot 100, \quad (9)$$

где  $\Delta V_{\text{рг}}$  – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях;

$\rho_{\text{г}}$  – плотность газа в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>

$W_{\text{рг}}$  – массовая доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %, рассчитывают по формуле:

$$W_{\text{рг}} = \frac{V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{сн}}^p} \cdot 100, \quad (10)$$

где  $V_{\text{рг}}$  – объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{г}}$  – плотность газа в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей  $\Delta W_{\text{хс}}$ , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}}, \quad (11)$$

где  $\Delta \varphi_{\text{хс}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>).

Массовую долю хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси  $W_{xc}$ , %, вычисляют по формуле:

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho_H^{ct}}, \quad (12)$$

где  $\varphi_{xc}$  – концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534;

$\rho_H^{ct}$  – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведённая к стандартным условиям, кг/м<sup>3</sup>, определяемая в лаборатории по ГОСТ 3900 или по Р 50.2.075.

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего параметра нефтегазоводяной смеси (массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей) абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (13)$$

где  $R$ <sup>3)</sup> – предел воспроизводимости методов определения параметров нефтегазоводяной смеси;

$r$  – предел сходимости (повторяемости) методов определения показателей параметров нефтегазоводяной смеси.

Значения  $R$  и  $r$  приведены в ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно.

Результаты определения пределов относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси считают положительными, если рассчитанные пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышают следующих значений, %:

± 0,35 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси от 0,01 до 5 %

10.4 Результат операции поверки СИКНС считают положительным, если результаты определения пределов относительной погрешности СИКНС при измерении массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси не превышают указанных в «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой № 2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис» АО «Оренбургнефть», утверждена Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», (регистрационный номер ФР.1.29.2022.43917).

## 11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 Сведения о результатах поверки СИКНС в целях подтверждения поверки должны быть переданы в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с порядком создания и ведения Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений, передачи сведений в него и внесения изменений в данные сведения, предоставления содержащихся в нем документов и сведений, предусмотренным частью 3 статьи 20 Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку, в сроки, согласованные с лицом, представляющим СИКНС в поверку, но не превышающие 40 рабочих дней с даты проведения поверки СИКНС.

11.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС в соответствии с требованиями к содержанию свидетельства о поверке, утвержденными Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

<sup>3)</sup> воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости  $r$

11.3 Результаты поверки СИКНС оформляют протоколом поверки согласно приложению 1 к настоящей методике поверки. Протокол поверки является неотъемлемой частью свидетельства о поверке СИКНС.

11.4 При отрицательных результатах поверки СИКНС выдают извещение о непригодности<sup>4)</sup> к применению СИКНС.

11.5 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС в виде оттиска поверительного клейма или наклейки. Пломбировка СИКНС не предусмотрена.

---

<sup>4)</sup> часть 4 статьи 13 Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «Об обеспечении единства измерений»

Приложение А  
(рекомендуемое)

**ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_\_**

поверки Системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси № 2056  
на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис»

номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений \_\_\_\_\_

Заводской номер СИКНС:

Методика поверки:

Диапазон массового расхода, т/ч:

Условия проведения поверки:

- температура окружающего воздуха, °С:

Поверочная среда:

Основные средства поверки:

**Результаты поверки:**

1. Внешний осмотр (п.6 МП)

Результаты внешнего осмотра СИКНС (соответствует/не соответствует): \_\_\_\_\_

2. Опробование (п. 7.2 МП) (соответствует/не соответствует) \_\_\_\_\_

3. Проверка программного обеспечения (ПО) СИКНС (п. 8 МП)

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

Результаты проверки идентификации и защиты ПО СИКНС (соответствует/не соответствует): \_\_\_\_\_

