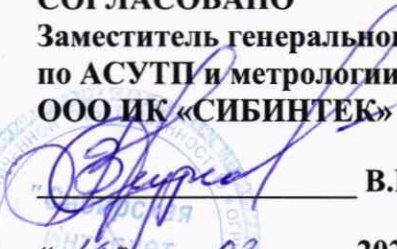


СОГЛАСОВАНО

**Заместитель генерального директора
по АСУТП и метрологии
ООО ИК «СИБИНТЕК»**


_____ **В.В. Фурсов**

« 19 » 07 _____ **2021 г.**

м.п.

Инструкция

**Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ
НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ НА УПСВ «ДЕРЮЖЕВСКАЯ»
ЦППН №2 АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»**

Методика поверки

МП 20-01653-16-2021

РАЗРАБОТАНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Репин Ю.Е.

УТВЕРЖДЕНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая инструкция устанавливает 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 на УПСВ «Дерюжевская» ЦППН №2 АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), зав № 494903, 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.

Интервал между поверками – три года.

Настоящая методика поверки обеспечивает прослеживаемость поверяемых МИ, 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 63-2017), согласно государственной поверочной схеме для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статистических 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 статистических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

- государственному первичному эталону единицы давления в диапазоне от 10 до 1600 МПа и эффективной площади поршневых пар грузопоршневых манометров в диапазоне от 0,05 до 1 см² (ГЭТ 43-2013) и государственному первичному эталону единицы давления – паскаля (ГЭТ 23-2010), согласно государственной поверочной схеме для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утвержденной приказом Росстандарта от 29.06.2018 №1339 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

- государственному первичному эталону единицы температуры ГЭТ 34-2020, согласно ГОСТ Р 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 Р 8.614-2013 «Государственная система обеспечения измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов».

- государственному первичному эталону единицы электрического напряжения ГЭТ 13-01, согласно ГОСТ Р 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 $1 \cdot 10^{-16}$ 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 $1 \cdot 10^{-16}$ 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 01.10.2019 № 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 схемы 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 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1

Таблица 1 – операции поверки

Наименование операции	Номер пункта поверки	Проведение операции при	
		Первичной поверке	Периодической поверке
Внешний осмотр	6	да	да
Опробование	7.2	да	да
Проверка программного обеспечения СИКНС	8	да	да
Определение метрологических характеристик СИКНС	9	да	да
Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям	10	да	да

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

3.2 Характеристики СИКНС и параметров 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 паспорта качества нефтегазоводяной смеси, находящейся в измерительных линиях.

Таблица 2 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С:	от - 40 до + 40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	(380±38)/(220±22) 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с	нефтегазоводяная смесь от 0,3 до 1,0 от + 5 до + 40 от 13,26 до 28,40

¹⁾ при соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

Наименование характеристики	Значение
- плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	от 845 до 870
- объемная доля воды, %	от 0,2 до 30,0
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 1000 до 5000
- массовая доля механических примесей, %	от 0,02 до 0,05
- содержание растворенного газа, м ³ /м ³	не более 1,296
- содержание свободного газа	не допускается

4 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

4.1 При поэлементной поверке применяются средства поверки в соответствии с документами на поверку 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	Нормативные документы
Счетчик-расходомер массовый кориолисовый «ЭМИС-МАСС 260» (ФИФОЕИ № 77657-20)	МП 208-043-2019 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260». Методика поверки» утверждена ФГУП «ВНИИМС» 14.11.2019 МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» МИ 3313-2011 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»
Датчик давления тензорезистивный APZ, мод. APZ 3420 (ФИФОЕИ № 62292-15)	МП 62292-15 «Датчики давления тензорезистивные APZ, ALZ, AMZ, ASX. Методика поверки» утверждена ФГУП «ВНИИМС» 01.04.2015
Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304, мод. ТПУ 0304Exd/M1-H (ФИФОЕИ № 50519-17)	МП 207.1-009-2017 «Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304. Методика поверки», утверждена ФГУП «ВНИИМС» 17.03.2017
Счетчик жидкости турбинный NuFlo-МС (ФИФОЕИ № 29206-05)	«ГСИ. Счетчики жидкости турбинные NuFlo-МС. Методика поверки», утверждена ВНИИМС в апреле 2005
Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-30 (ФИФОЕИ № 24604-12)	«Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012», утверждена ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 15.10.2012 г
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»)	МП 0918-1-2019 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»). Методика поверки», утверждена ФГУП «ВНИИР» 22.02.2019

Наименование СИ	Нормативные документы
(ФИФОЕИ № 76279-19)	

4.3 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик (далее – МХ) поверяемых СИ с требуемой точностью.

5 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки соблюдают 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 устанавливают соответствие СИКНС следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в эксплуатационной документации;
- в результате внешнего осмотра составных частей СИКНС должно быть подтверждено отсутствие механических повреждений и видимых дефектов²⁾, которые способны оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;
- надписи и обозначения на средствах измерений, входящих в состав СИКНС четкие и соответствуют требованиям эксплуатационной документации;
- 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 4, пункта 5 и пункта 6 настоящей инструкции;
- подготовка к работе СИКНС и средств поверки согласно их эксплуатационных документов;
- проверяют комплектность технической документации:
 - руководства 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

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

7.2.2 Проверяют герметичность гидравлической части СИКНС.

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

7.2.3 На элементах и компонентах СИКНС не должно быть следов протечек нефтегазоводяной смеси.

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 идентификации и защиты программного обеспечения СИКНС.

8.1.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) автоматизированного рабочего места – «Rate» (далее – АРМ) оператора осуществляется в соответствии с руководством пользователя.

8.1.1.1 Вверху основной мнемосхемы (на мониторе АРМ оператора) необходимо нажать кнопку «Версия...». Появится окно «О программе», в котором нужно нажать кнопку «Получить данные по библиотеке», после чего в окне отобразятся идентификационные данные метрологически значимой части ПО АРМ оператора.

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

8.1.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (далее – ИВК) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

8.1.2.1 В главном меню необходимо выбрать пункт меню «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ» и нажать клавишу «↵». В появившемся меню выбрать подпункт «СВЕДЕНИЯ О ПО». На ЖК дисплее отобразится следующая информация: версия интерфейса программного обеспечения, установленного на контроллере, а также параметры (включая название объектного файла, контрольной суммы, внутренний номер алгоритмов и т.п.) метрологически значимой части программного интерфейса.

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

8.1.3 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 3, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	RateCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.000	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	E4430874	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32

9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИКНС

9.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКНС, проводят поэтапным способом в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

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

Результат определения МХ СИ считают положительным если все СИ, входящие в состав СИКНС, имеют запись в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений о положительных результатах поверки, а также действующий знак поверки.

10 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СИКНС МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

10.1 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси δM_c , %, принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений счетчика-расходомера массового кориолисового «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

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

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

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

10.2.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, δM_n %, вычисляют в соответствии с ФР.1.29.2021.40315 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ Дерюжевская ЦППН № 2 АО «Самаранефтегаз» по формуле:

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

где δM_c – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, измеренной СРМ, %;

ΔW_{MB} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;

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

ΔW_{rg} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;

W_{rg} – массовая доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;

ΔW_{xc} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %;

W_{xc} – массовой доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %;

$\Delta W_{п}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %;

$W_{п}$ – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %.

10.2.2 Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды с помощью ВП, или в лаборатории по ГОСТ 2477, или по ФР.1.29.2016.25448 (при содержании объемной доли воды от 10 % до 30 %) (в зависимости от выбранного метода измерений), рассчитывают по формуле:

$$W_{\text{МВ}} = \frac{W_{\text{ОВ}} \cdot \rho_{\text{В}}^{\text{Р}}}{\rho_{\text{СН}}^{\text{Р}}}, \quad (2)$$

где $W_{\text{ОВ}}$ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, % измеренная ВП или в лаборатории по ГОСТ 2477, или по ФР.1.29.2016.25448 (в зависимости от выбранного метода измерений);

$\rho_{\text{В}}^{\text{Р}}$ – плотность пластовой воды в рабочих условиях, кг/м³

Плотность пластовой воды в рабочих условиях $\rho_{\text{В}}^{\text{Р}}$, кг/м³, вычисляют по формуле:

$$\rho_{\text{В}}^{\text{Р}} = \rho_{\text{В}}^{\text{лаб}} \cdot \frac{CTL_{\text{В}}(t_{\text{Р}})}{CTL_{\text{В}}(t_{\text{лаб}})} \quad (3)$$

где $\rho_{\text{В}}^{\text{лаб}}$ – плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м³;

$CTL_{\text{В}}(t_{\text{Р}})$, – поправочные коэффициенты плотности от температуры, для

$CTL_{\text{В}}(t_{\text{лаб}})$ – температуры $t_{\text{Р}}$ и $t_{\text{лаб}}$ соответственно;

$t_{\text{Р}}$ – температура нефти в ИЛ при измерении массы нефтегазоводяной смеси с применением СРМ, °С;

$t_{\text{лаб}}$ – температура в лаборатории, при которой проводится измерение плотности воды, °С.

Коэффициент $CTL_{\text{В}}(t)$ вычисляют по формуле:

$$CTL_{\text{В}}(t) = 1 - (1,8562 \cdot 10^{-4} + 1,2882 \cdot 10^{-5} \cdot B) \cdot \Delta t - \\ - (4,1151 \cdot 10^{-6} - 1,4464 \cdot 10^{-7} \cdot B) \cdot \Delta t^2 + \\ + (7,1926 \cdot 10^{-9} + 1,3085 \cdot 10^{-10} \cdot B) \cdot \Delta t^3 \quad (4)$$

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 $t_{\text{Р}}$ и $t_{\text{лаб}}$ соответственно.

где $\rho_{\text{СН}}^{\text{Р}}$ – плотность нефтегазоводяной смеси (проходящей через ПР) в рабочих условиях, кг/м³.

Плотность нефти в рабочих условиях, кг/м³, определяют по формуле:

$$\rho_{\text{СН}}^{\text{Р}} = \rho_{\text{Н}}^{\text{Р}} \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{ОВ}}}{100}\right) + \rho_{\text{В}}^{\text{Р}} \cdot \frac{W_{\text{ОВ}}}{100} \quad (7)$$

где $\rho_{\text{Н}}^{\text{Р}}$ – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях, кг/м³, вычисленная согласно таблицам Р 50.2.076.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси $\Delta W_{\text{МВ}}$, %, при применении влагомера поточного (далее - ВП) определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{МВ}} = \pm \frac{\Delta W_{\text{ОВ}} \cdot \rho_{\text{В}}^{\text{Р}}}{\rho_{\text{СН}}^{\text{Р}}}, \quad (8)$$

где $\Delta W_{\text{ОВ}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности ВП, %.

При измерении объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории по ГОСТ 2477, пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, $\Delta W_{\text{МВ}}$, % определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{МВ}} = \frac{\rho_{\text{В}}^{\text{лаб}}}{\left(1 - \frac{W_{\text{ОВ}}}{100}\right) \cdot \rho_{\text{Н}}^{\text{СТ}} + \frac{W_{\text{ОВ}}}{100} \cdot \rho_{\text{В}}^{\text{лаб}}} \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{В}}^2 - r_{\text{В}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

где $R_{\text{В}}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, %;

$r_{\text{В}}$ – сходимости метода по ГОСТ 2477, %.

При измерении объемной доли воды в нефти в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, $\Delta W_{\text{мв}}$, % определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{мв}} = \frac{\Delta W_{\text{вл}} \cdot \rho_{\text{в}}^{\text{лаб}}}{\left(1 - \frac{W_{\text{ов}}}{100}\right) \cdot \rho_{\text{н}}^{\text{ст}} + \frac{W_{\text{ов}}}{100} \cdot \rho_{\text{в}}^{\text{лаб}}}, \quad (10)$$

где $\Delta W_{\text{вл}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории, или по ФР.1.29.2016.25448, %;

10.2.3 Массовую долю хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси $W_{\text{хс}}$, %, вычисляют по формуле:

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

где $\varphi_{\text{хс}}$ – концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, мг/дм³ (г/м³), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534.

$\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}$ – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведённая к стандартным условиям, кг/м³, определяемая в лаборатории по ГОСТ 3900 или по Р 50.2.075.

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

$$\Delta W_{\text{рг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{сн}}^{\text{р}}} \cdot 100, \quad (12)$$

где $\Delta V_{\text{рг}}$ – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях по МИ 2575, не более $\pm 0,1$ %.

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

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{с}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}}, \quad (13)$$

где $\Delta \varphi_{\text{хс}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, мг/дм³ (г/м³).

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (14)$$

где R ³⁾ – 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.

10.2.6 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:

³⁾ Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r .

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером поточным в диапазоне объемной доли воды, в соответствии с ПНСТ 360:

от 0,2 % до 5,0 %	$\pm 1,00$ %;
св. 5 % до 15 %	$\pm (0,15 W_{\text{ов}}^{4)} + 0,25)$ %;
св. 15 % до 30 %	$\pm (0,075 W_{\text{ов}} + 1,375)$ %.

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной (химико-аналитической) лаборатории (далее – лаборатория) по ГОСТ 2477 в диапазоне объемной доли воды:

от 0,2 до 5,0 %	$\pm 0,62$ %;
св. 5 % до 10 %	$\pm 0,65$ %.

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448 в диапазоне объемной доли воды:

св. 10 % до 15 %	$\pm 3,92$ %;
св. 15 % до 30 %	$\pm 4,77$ %.

10.3 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 положительные.

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 приказом Минпромторга №2510 от 31 июля 2020 г. "Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке".

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».

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 непригодности⁵⁾ к применению СИКНС.

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

⁴⁾ где $W_{\text{ов}}$ – объемная доля воды в НГС, %.

⁵⁾ часть 4 статьи 13 Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «Об обеспечении единства измерений»

Приложение 1

(рекомендуемое)

Протокол № _____

поверки системы измерений количества и показателей качества нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Дерюжевская» ЦППН №2 АО «Самаранефтегаз»,
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:

- относительная влажность окружающего воздуха, %:

- атмосферное давление, кПа:

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)		

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

4. Определение метрологических характеристик СИКНС (п. 9 МП)

Средство измерений	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

5. Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям (п. 10 МП)

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Дерюжевская» ЦППН №2 АО «Самаранефтегаз» признана (годной/не годной)_____ к дальнейшей эксплуатации.

Должность лица, проводившего поверку: _____

должность подпись

ДОЛЖНОСТЬ

ПОДПИСЬ

Дата поверки: «___» _____ 20__