



СИБИНТЕК

СОГЛАСОВАНО

Директор по АСУТП и метрологии
ООО ИК «СИБИНТЕК»

В.В. Фурсов

2021 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
**СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ
НЕФТЕГАЗОВОДОЯНОЙ СМЕСИ НА
УПСВ «ПОКРОВСКАЯ» ЦППН-6 АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»**

Методика поверки

МП 20-01653-10-2021

Самара
2021

РАЗРАБОТАНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Цыганов О.В.

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 «Покровская» ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), зав. № 408404, 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 СИ, входящих в состав СИКГ, 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 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 см² (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 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 единства 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 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 СИКНС

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 нормативных документов (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, °C:	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, °C - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	нефтегазоводяной смеси от 0,5 до 1,6 от + 5 до + 40 от 0 до 30 от 800 до 880

¹⁾ при соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

Наименование характеристики	Значение
- объемная доля воды, %,	от 0,01 до 0,50
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 0 до 100
- массовая доля механических примесей, %	от 0,004 до 0,005
- содержание растворенного газа, м ³ /м ³	от 35 до 42
- 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)	<p>МП 208-043-2019 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260». Методика поверки» утверждена ФГУП «ВНИИМС» 14.11.2019</p> <p>МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые.. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3313-2011 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»</p>
Датчик давления тензорезистивный APZ, мод. APZ 3420 (ФИФОЕИ № 62292-15)	МП 62292-15 «Датчики давления тензорезистивные APZ, ALZ, AMZ, ASZ. 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 нефти поточный УДВН-1пм (ФИФОЕИ № 14557-15)	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (ФИФОЕИ № 52866-13)	МП 17-30138-2012 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Методика поверки» (с изменением № 3), утверждена ООО «Центр Метрологии «СТП» 07.02.2020 г.

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

5 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) 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 эксплуатационным документам;
- 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.

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

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

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 – «Генератор отчетов АБАК REPORTER» (далее – АРМ) оператора осуществляется в соответствии с руководством пользователя.

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

8.1.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

8.1.2.1 Фиксируют идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, отражаемые на дисплее ИВК при нажатии на кнопку «Информация», расположенную на лицевой панели ИВК, или полученные с помощью конфигурационного ПО.

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 4, в противном случае результаты поверки признают отрицательными

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение							
	ИВК							АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Aba k.be x	ngas20 15.bex	mivisc. bex	mi35 48.be x	ttriso.b ex	AbakC 2.bex	LNG mr273 .bex	mDLL.d ll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0							1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	406 9091 340	313310 9068	335458 5224	23335 58944	168625 7056	255528 7759	36231 9064	ef9f814f f4180d5 5bd94d0 debd230 d76
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32							MD5

9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИКНС

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

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

Результат определения МХ СИ считают положительным если все СИ, входящие в состав СИКНС, имеют действующий знак поверки и (или) свидетельство (сертификат) 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 измерений массы нефтегазоводяной смеси.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси, δ_{Mc} , %, 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 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 δ_{M_n} , %, вычисляют в соответствии с методикой измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ Покровская ЦППН №6 АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2021.40263) по формуле

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{Mc}^2 + \left(\frac{\Delta W_{MB}}{1 - \frac{W_{MB}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{rg}}{1 - \frac{W_{rg}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xc}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_n}{1 - \frac{W_n}{100}}\right)^2}, \quad (1)$$

где δ_{Mc} – 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} – массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %, определяемая в соответствии с ГОСТ 21534.

ΔW_n – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %;

W_n – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %, определяемая в лаборатории по ГОСТ 6370.

10.2.2 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси ΔW_{MB} , %, при применении влагомера поточного (далее – ВП) определяют по формуле:

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

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

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

$\rho_{сн}^p$ – плотность нефтегазоводяной смеси, приведенная к рабочим условиям, кг/м³.

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

$$\rho_{в}^p = \rho_{в}^{лаб} \cdot \frac{CTL_{в}(t_p)}{CTL_{в}(t_{лаб})} \quad (3)$$

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

$CTL_{в}(t_p)$, – 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 $CTL_{в}(t)$ вычисляют по формуле:

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

где

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

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

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

Плотность нефтегазоводяной смеси $\rho_{сн}^p$, кг/м³, приведенную к рабочим условиям, рассчитывают по формуле:

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

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

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

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

$$\Delta W_{мв} = \frac{\Delta W_{вл} \cdot \rho_{в}^{лаб}}{\left(1 - \frac{W_{ов}}{100}\right) \cdot \rho_{н}^p + \frac{W_{ов}}{100} \cdot \rho_{в}^{лаб}}, \quad (8)$$

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

Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси $W_{мв}$, %, при измерении объемной доли воды с помощью ВП или в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448 (в зависимости от выбранного метода измерений), рассчитывают по формуле:

$$W_{мв} = \frac{W_{ов} \cdot \rho_{в}^p}{\rho_{сн}^p}, \quad (10)$$

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

$$\Delta W_{рг} = \pm \frac{\Delta V_{рг} \cdot \rho_{г}}{\rho_{сн}^p} \cdot 100, \quad (11)$$

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

нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях по МИ 2575, м³/м³.

Массовую долю растворенного газа в нефтегазоводяной смеси $W_{рг}$, %, рассчитывают по формуле:

$$W_{рг} = \frac{V_{рг} \cdot \rho_{г}}{\rho_{сн}} \cdot 100, \quad (12)$$

где $V_{рг}$ – содержание растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, определяемое в соответствии с МИ 2575, м³/м³;

$\rho_{г}$ – плотность газа в стандартных условиях, вычисленная по ГОСТ 31369, кг/м³.

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

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

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

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

$$W_{хс} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{хс}}{\rho_{н}^{ст}}, \quad (14)$$

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

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

10.2.5 Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего параметра нефтегазоводяной смеси (массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей) абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле:

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (15)$$

где R^3) – предел воспроизводимости методов определения параметров нефтегазоводяной смеси;

r – предел сходимости методов определения показателей параметров нефтегазоводяной смеси.

Значения R и r приведены в ГОСТ 2477, 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 в составе нефтегазоводяной смеси не превышают следующих значений:

пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером поточным, в диапазоне объемной доли воды:

от 0,01 % до 0,50 % ± 0,30 %.

пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной (химико-аналитической) лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти, %:

от 0,03 до 0,50 % ± 0,33 %.

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 положительны.

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

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 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».

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

11.3 При отрицательных результатах поверки СИКНС выдают извещение о непригодности ⁴⁾ к применению СИКНС.

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

⁴⁾ 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 параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Покровская» ЦППН-6 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:

Поверочная среда:

Основные средства поверки:

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (п.6 МП)

Результаты внешнего осмотра СИКНС (соответствует/не соответствует): _____

2. Опробование (п.п. 7.2 МП) (соответствует/не соответствует) _____

3. Подтверждение идентификации и защиты 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): _____

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

4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС

Средство измерений	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

5. Подтверждение метрологических характеристик СИКНС (п. 10 МП)

5.1 Относительная погрешность измерения массы нефтегазоводяной смеси СРМ, установленного на рабочей линии, не превышает: _____

Относительная погрешность измерения массы в составе нефтегазоводяной смеси СРМ, установленного на контрольно-резервной линии, не превышает: _____

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

Заключение: система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Покровская» ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз» признана (годной/не годной) _____ к дальнейшей эксплуатации.

Должность лица, проводившего поверку: _____
должность
подпись

Дата поверки: «__» _____ 20__