



СИБИНТЕК

СОГЛАСОВАНО

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

_____ **В.В. Фурсов**

_____ **2022 г.**



**Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ
НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ НА ЦППН №4
ДНС КРИВОЛУКСКАЯ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»**

Методика поверки

МП 20-01653-7-2022

**Самара
2022**

РАЗРАБОТАНА ООО ИК «СИБИНТЕК»

ИСПОЛНИТЕЛИ Репин Ю.Е.

УТВЕРЖДЕНА ООО ИК «СИБИНТЕК»

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая методика поверки 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 ЦППН №4 ДНС Криволукская АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), зав № 177825, 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 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 1-2022, согласно государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 382 от 16.02.2022г. «Об утверждении Государственного первичного эталона единиц времени, частоты и национальной шкалы времени, ГЭТ 1 (ФГУП "ВНИИФТРИ")».

2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

При проведении поверки выполняют операции, приведенные 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	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 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 характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С:	от -40 до -40
Измеряемая среда со следующими параметрами:	нефтегазоводяная смесь
- избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,1 до 4,0
- температура измеряемой среды, °С	от 0 до +50
- кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с	от 1,25 до 25,00

¹⁾ при соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

Наименование характеристики	Значение
- плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	от 800 до 900
- объемная доля воды, %,	от 0 до 95
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 200 до 6300
- массовая доля механических примесей, %	от 0,01 до 0,06
- содержание растворенного газа, м ³ /м ³	от 1 до 25
- содержание свободного газа	не допускается

4 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

4.1 Основное средство поверки СИКНС приведено в таблице 3

Таблица 3

Номер пункта методики поверки	Метрологические и технические требования к средству поверки, необходимое для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п.10.1 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси.	Рабочие эталоны 1-го и 2-го разряда с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,3$ %, вторичный эталон с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,55$ % в соответствии с ГПС (часть 1,2), утвержденной приказом Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256.	Установка поверочная передвижная УППМ-М, рег. № 78913-20

4.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают характеристикам средств поверки, указанным в таблице 3.

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;

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

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.

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

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

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

В главном меню необходимо выбрать пункт меню «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ» и нажать клавишу « \leftarrow ». 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

8.3 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	Formula.o	ПЕТРОЛСОФТ(С)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.000	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	E4430874	081AC2158C73492AD0925DB1035A0E71
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	MD5

9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИКНС

Определение МХ 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 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 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 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 нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ЦППН №4 ДНС Криволукская АО «Самаранефтегаз»

(регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.43473)» по формуле:

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

- 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_{PG} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;
- W_{PG} – массовая доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;
- ΔW_{II} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %;
- W_{II} – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %, определяемая в лаборатории по ГОСТ 6370;
- 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, %.

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

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

- где ΔW_{OB} – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности ВП, %;
- ρ_B^P – плотность пластовой воды в рабочих условиях, кг/м³;
- ρ_{CH}^P – плотность нефтегазоводяной смеси, приведенная к рабочим условиям, кг/м³.

Плотность пластовой воды в рабочих условиях ρ_B^P , кг/м³, 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/м³;
- $СТЛ_B(t_p)$, – 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

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

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

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

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси $\Delta W_{\text{мв}}, \%$, при применении влагомера поточного (далее – ВП) или ВСН-Л (в зависимости от выбранного метода измерений) определяют по формуле:

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

где $\Delta W_{\text{ов}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности ВП или ВСН-Л (в зависимости от выбранного метода измерений), %;

$\rho_{\text{в}}^{\text{р}}$ – плотность пластовой воды в рабочих условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{сн}}^{\text{р}}$ – плотность нефтегазоводяной смеси, приведенная к рабочим условиям, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Плотность пластовой воды в рабочих условиях $\rho_{\text{в}}^{\text{р}}$, $\text{кг}/\text{м}^3$, вычисляют по формуле:

$$\rho_{\text{в}}^{\text{р}} = \rho_{\text{в}}^{\text{лаб}} \cdot \frac{\text{CTL}_{\text{в}}(t_p)}{\text{CTL}_{\text{в}}(t_{\text{лаб}})} \quad (3)$$

где $\rho_{\text{в}}^{\text{лаб}}$ – плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\text{CTL}_{\text{в}}(t_p)$, – поправочные коэффициенты плотности от температуры, для температуры t_p и $t_{\text{лаб}}$ соответственно;

t_p – температура нефтегазоводяной смеси в ИЛ при измерении массы нефтегазоводяной смеси с применением СРМ, $^{\circ}\text{C}$;

$t_{\text{лаб}}$ – температура нефтегазоводяной смеси в лаборатории, при которой проводится измерение плотности воды, $^{\circ}\text{C}$.

Коэффициент $\text{CTL}_{\text{в}}(t)$ вычисляют по формуле:

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

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 (4) – (7) за значение t принимают t_p и $t_{\text{лаб}}$ соответственно.

Плотность нефтегазоводяной смеси $\rho_{\text{сн}}^{\text{р}}$, $\text{кг}/\text{м}^3$, приведенную к рабочим условиям, рассчитывают 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, $\text{кг}/\text{м}^3$, вычисленная согласно таблицам Р 50.2.076.

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

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:

$$\Delta W_{\text{мв}} = \frac{\rho_{\text{в}}^{\text{лаб}}}{\left(1 - \frac{W_{\text{ов}}}{100}\right) \cdot \rho_{\text{н}}^{\text{ст}} + \frac{W_{\text{ов}}}{100} \cdot \rho_{\text{в}}^{\text{лаб}}} \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{в}}^2 - r_{\text{в}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

где $\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}$ – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведённая к стандартным условиям, $\text{кг}/\text{м}^3$, определяемая в лаборатории по ГОСТ 3900 или по Р 50.2.075;

R_B – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, %;

r_B – сходимостъ метода по ГОСТ 2477, %.

Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси W_{MB} , %, при измерении объемной доли воды с помощью ВП, в лаборатории по ГОСТ 2477 или при использовании ВСН-ЛЛ (в зависимости от выбранного метода измерений), рассчитывают по формуле:

$$W_{MB} = \frac{W_{ов} \cdot \rho_B^p}{\rho_{сн}^p}, \quad (9)$$

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

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

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.

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

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

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.

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

$$\Delta W_{хс} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{хс}}{\rho_{н}^{ст}}, \quad (12)$$

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:

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

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.

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 методов определения показателей параметров нефтегазоводяной смеси.

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

10.2.4 Результаты определения пределов относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси считают положительными,

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

если рассчитанные пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышают следующих значений:

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе НГС при измерении объемной доли воды в ней влагомером поточным в диапазоне объемной доли воды:

св. 5 % до 15 %	$\pm (0,15W_{ов}^4 + 0,25) \%$;
св. 15 % до 35 %	$\pm (0,075W_{ов} + 1,375) \%$;
св. 35 % до 55 %	$\pm (0,15W_{ов} - 1,25) \%$;
св. 55 % до 65 %	$\pm (0,3W_{ов} - 9,5) \%$;
св. 65 % до 70 %	$\pm 10,00 \%$;
св. 70 % до 85 %	$\pm 16,23 \%$;
св. 85 % до 95 %	$\pm 48,67 \%$.

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 до 5 %	$\pm 0,65 \%$;
св. 5 % до 15 %	$\pm 0,68 \%$;
св. 15 % до 35 %	$\pm 0,80 \%$;
св. 35 % до 55 %	$\pm 1,41 \%$;
св. 55 % до 65 %	$\pm 2,13 \%$;
св. 65 % до 70 %	$\pm 2,67 \%$;
св. 70 % до 85 %	$\pm 6,47 \%$;
св. 85 % до 95 %	$\pm 21,43 \%$.

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти лабораторным в диапазоне объемной доли воды в нефти:

от 0,1 % до 5,0 %	$\pm 0,44 \%$;
св. 5 % до 15 %	$\pm 0,81 \%$;
св. 15 % до 35 %	$\pm 1,04 \%$;
св. 35 % до 55 %	$\pm 1,82 \%$;
св. 55 % до 65 %	$\pm 2,34 \%$;
св. 65 % до 70 %	$\pm 2,72 \%$;
св. 70 % до 85 %	$\pm 6,50 \%$;
св. 85 % до 95 %	$\pm 12,98 \%$.

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.

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

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

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 непригодности ⁵⁾ к применению СИКНС.

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

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 ЦППН №4 ДНС Криволукская АО «Самаранефтегаз», номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2022.43473

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) _____

