



СИБИНТЕК

СОГЛАСОВАНО

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



В.В. Фурсов

2024 г.

**Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ
НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ НА УПСВ «ЗАПАДНО-КОММУНАРСКАЯ»
АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»**

Методика поверки

МП 20-01653-1-2024

**Самара
2024**

РАЗРАБОТАНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Иншакова В.В.

СОГЛАСОВАНА

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 УПСВ «Западно-Коммунарская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), зав. № 1, 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.

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 26.09.2022г. № 2356 «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 избыточного давления в диапазоне от 10 до 1 600 МПа и в диапазоне импульсного давления от 1 до 1200 МПа и эффективной площади поршневых пар грузопоршневых манометров в диапазоне от 0,05 до 1 см² (ГЭТ 43-2022) 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 20.10.2022г. № 2653 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4 000 МПа»;

- государственному первичному эталону единицы температуры от 0 до 3200 °С ГЭТ 34-2020, согласно государственной поверочной схемы для средств измерений температуры, утвержденной приказом Росстандарта от 23.12.2022г. № 3253 «Об утверждении государственной поверочной схемы 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 13-2023, согласно государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы, приказом Росстандарта от 28 июля 2023г. №1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы 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 01.10.2018г. № 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 30.12.2019г. № 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 № 2360 от 26.09.2022г.

Для единиц величин, у которых не проводится экспериментальное определение метрологических характеристик, прослеживаемость подтверждается сведениями о положительных результатах поверки средств измерений этих величин их состава СИКНС, содержащихся в Федеральном информационном фонде по обеспечению единств измерений.

2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СИКНС

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 и подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям	да	да	9

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 характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +40
Относительная влажность %, не более	от 20 до 90

¹⁾ при соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

Наименование характеристики	Значение
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 - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ - объемная доля воды, %, - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - содержание свободного газа	нефтегазоводяная смесь от 0,2 до 4,0 от 5 до 50 от 0 до 30 от 840 до 870 от 0 до 95 от 100 до 3000 от 0,002 до 0,040 от 5 до 10 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.9.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси.	Рабочие эталоны 1-го и 2-го разряда с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1$ %, вторичный эталон с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,055$ % в соответствии с ГПС (часть 1,2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022г. № 2356.	Установка поверочная передвижная УППМ-М, рег. № 78913-20

4.2 Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице 3.

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:

- состав соответствует указанному в формуляре;
- в результате внешнего осмотра составных частей СИКНС должно быть подтверждено отсутствие механических повреждений и видимых дефектов ²⁾, которые способны оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;

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:

- формуляр 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 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

8.1 Проверка идентификации и защиты программного обеспечения СИКНС.

Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) автоматизированного рабочего места – «RATE») (далее – АРМ оператора) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

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

8.2.1 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного OMNI 3000/6000 (далее – ИВК) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

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

8.3 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	-	RATE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.01	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-

9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИКНС И ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СИКНС МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

9.1 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.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси для счетчиков-расходомеров массовых «Micro Motion» (далее – СРМ), входящих в состав СИКНС.

Определение МХ СРМ проводят по методике поверки для данных СИ «Государственная система обеспечения единства измерений. Счётчики-расходомеры массовые Micro Motion» утверждённой заместителем директора ФГУП «ВНИИМС» 17 августа 2018 г.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси, δM_c , %, принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений 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 $\pm 0,25\%$.

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

9.3.1 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 УПСВ «Западно-Коммунарская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2024.49265) по формуле:

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

- где δ_{M_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:

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

- где $\Delta W_{ов}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности ВП или (при использовании в лаборатории) %;
- ρ_B^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 ρ_B^p , кг/м³, вычисляют по формуле:

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

- где $\rho_B^{лаб}$ – плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м³;
- $CTL_B(t_p)$, – 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 $CTL_B(t)$ вычисляют по формуле:

$$CTL_B(t) = 1 - (1,8562 \cdot 10^{-4} + 1,2882 \cdot 10^{-5} \cdot B) \cdot \Delta t -$$

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

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/м³, 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/м³, 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);

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:

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

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

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

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

Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси $W_{\text{мв}}$, %, при измерении объемной доли воды с помощью ВП или в лаборатории по ГОСТ 2477 (в зависимости от выбранного метода измерений), рассчитывают по формуле:

$$W_{\text{мв}} = \frac{W_{\text{ов}} \cdot \rho_{\text{в}}^p}{\rho_{\text{сн}}^p}, \quad (9)$$

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

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

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, м³/м³.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

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:

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

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 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно.

9.3.4 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:

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:

от 5 % до 15 %	$\pm (0,15W_{\text{ов}}^4) + 0,25$ %;
св. 15 % до 35 %	$\pm (0,075W_{\text{ов}} + 1,375)$ %;
св. 35 % до 55 %	$\pm (0,15W_{\text{ов}} - 1,25)$ %;
св. 55 % до 65 %	$\pm (0,3W_{\text{ов}} - 9,5)$ %;
св. 65 % до 70 %	$\pm 10,0$ %;
св. 70 % до 85 %	$\pm 15,9$ %;
св. 85 % до 95 %	$\pm 47,72$ %;

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 %	$\pm 0,64$ %;
св. 5 % до 10 %	$\pm 0,67$ %;

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной (химико-аналитической) лаборатории по ФР.1.31.2019.35978 в диапазоне объемной доли воды:

св. 10 % до 35 %	$\pm 21,27$ %;
------------------	----------------

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

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

св. 35 % до 55 %	± 48,39 %;
св. 55 % до 65 %	± 58,89 %;
св. 65 % до 70 %	± 74,03 %;
св. 70 % до 85 %	± 180,04 %;
св. 85 % до 95 %	± 604,22 %;

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

от 1 до 5 %	± 0,43 %;
св. 5 % до 15 %	± 0,80 %;
св. 15 % до 35 %	± 1,02 %;
св. 35 % до 55 %	± 1,79 %;
св. 55 % до 65 %	± 2,74 %;
св. 65 % до 70 %	± 3,19 %;
св. 70 % до 85 %	± 4,25 %;
св. 85 % до 95 %	± 9,55 %.

9.4 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 удовлетворяющих требованиям п.9.3.4.

10 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

10.1 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 26.06.2008г. № 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.

10.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС в соответствии с требованиями к содержанию свидетельства о поверке, утвержденными Приказом Минпромторга России от 31.07.2020г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

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

10.4 При отрицательных результатах поверки СИКНС выдают извещение о непригодности⁵⁾ к применению СИКНС.

10.5 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 А

(рекомендуемое)

Протокол № _____

поверки системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Западно-Коммунарская» АО «Самаранефтегаз»

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)		
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)		

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. 9 МП)

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

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

Должность лица, проводившего поверку: _____

должность

подпись

Дата поверки: «__» _____ 20__