



**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  
ДНС «НИКОЛЬСКАЯ» АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»**

**Методика поверки**

**МП 20-01653-9-2022**

**Самара  
2022**

РАЗРАБОТАНА ООО ИК «СИБИНТЕК»

ИСПОЛНИТЕЛИ Репин Ю.Е.

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 на ДНС «Никольская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), зав. № 405921, предназначенную для автоматизированного измерения массового расхода нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

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

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

Специальные требования к специалистам, осуществляющим поверку отсутствуют.

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

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

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

- государственному первичному эталону единицы температуры 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 1-2022, согласно государственной поверочной схеме 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 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              | да   | да                    | 9  |
| Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям | да   | да                    | 10   |

Поверку СИКНС прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

## 3 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки соблюдают условия <sup>1)</sup> в соответствии с требованиями 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          |
| Измеряемая среда со следующими параметрами:   | нефтегазоводяная смесь |
| - избыточное давление измеряемой среды, МПа   | от 1 до 4              |
| - температура измеряемой среды, °С  | от 10 до 50            |
| - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм <sup>2</sup> /с | от 0 до 30             |
| - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси,   | от 800 до 900          |

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

| Наименование характеристики   | Значение          |
|---|-------------------|
| приведенная к стандартным условиям, кг/м <sup>3</sup><br>- объемная доля воды, %, | от 0 до 95        |
| - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>                       | от 100 до 3 000   |
| - массовая доля механических примесей, %  | от 0,002 до 0,040 |
| - содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>                   | от 9,5 до 9,6     |
| - 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<br>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 (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<sup>2)</sup>, которые способны оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;
- требованиям по защите СИ, входящих в состав СИКНС от несанкционированного вмешательства согласно описанию типа СИ

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

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**

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» («ОСТОПУС-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,  $\delta_{M_c}$ , %, 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 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,  $\delta_{M_n}$  %, вычисляют в соответствии с методикой измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Никольская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.44378) по формуле:

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

(1)

- где  $\delta_{M_c}$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, измеренной СРМ, %;
- $\Delta W_{MB}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;
- $W_{MB}$  – массовая доля воды в нефтегазоводяной смеси, %;
- $\Delta W_{rg}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;
- $W_{rg}$  – массовая доля растворенного газа в 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, %, определяемая в лаборатории по ГОСТ 6370;
- $\Delta W_{xc}$  – 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  $\Delta W_{MB}$ , %, 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  $\Delta W_{OB}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности ВП или (при использовании в лаборатории) ВСН-Л %;
- $\rho_B^p$  – плотность пластовой воды в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;
- $\rho_{CH}^p$  – плотность нефтегазоводяной смеси, приведенная к рабочим условиям, кг/м<sup>3</sup>.

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

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

- где  $\rho_B^{лаб}$  – плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м<sup>3</sup>;
- $СТЛ_B(t_p)$ , – поправочные коэффициенты плотности от температуры, для температуры  $t_p$  и  $t_{лаб}$  соответственно;
- $t_p$  – температура нефтегазоводяной смеси в ИЛ при измерении массы нефтегазоводяной смеси с применением СРМ, °С;
- $t_{лаб}$  – температура нефтегазоводяной смеси в лаборатории, при которой проводится измерение плотности воды, °С.

Коэффициент  $СТЛ_B(t)$  вычисляют по формуле:

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

где

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

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

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

Плотность нефтегазоводяной смеси  $\rho_{CH}^p$ , кг/м<sup>3</sup>, 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/м<sup>3</sup>, вычисленная согласно таблицам Р 50.2.076.

$W_{ов}$  – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, измеренная ВП, в лаборатории по ГОСТ 2477 или по ВСН-Л1 (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,  $\Delta W_{мв}$ , % определяют по формуле:

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

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

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

$r_{в}$  – сходимостъ метода по ГОСТ 2477, %.

Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси  $W_{мв}$ , %, при измерении объемной доли воды с помощью ВП, в лаборатории по ГОСТ 2477 или по ВСН-Л1 (в зависимости от выбранного метода измерений), рассчитывают по формуле:

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

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, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

10.2.2 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, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$\rho_{г}$  – плотность газа в стандартных условиях, вычисленная по ГОСТ 31369, кг/м<sup>3</sup>.

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/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>).

10.2.3 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/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534;

$\rho_{н}^{ст}$  – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведённая к стандартным условиям, кг/м<sup>3</sup>, определяемая в

лаборатории по ГОСТ 3900 или по Р 50.2.075.

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего параметра нефтегазоводяной смеси (массовой 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  $R$  <sup>3)</sup> – 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.

10.2.4 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 9 % 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 % | $\pm 16,74 \%$ ;                 |
| св. 85 % до 95 % | $\pm 50,22 \%$ .                 |

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 %      | $\pm 0,67 \%$ ;  |
| св. 5 % до 15 %  | $\pm 0,70 \%$ ;  |
| св. 15 % до 35 % | $\pm 0,78 \%$ ;  |
| св. 35 % до 55 % | $\pm 1,45 \%$ ;  |
| св. 55 % до 65 % | $\pm 2,19 \%$ ;  |
| св. 65 % до 70 % | $\pm 2,74 \%$ ;  |
| св. 70 % до 85 % | $\pm 6,64 \%$ ;  |
| св. 85 % до 95 % | $\pm 22,26 \%$ . |

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 % | $\pm 0,45 \%$ ;  |
| св. 5 % до 15 %   | $\pm 0,84 \%$ ;  |
| св. 15 % до 35 %  | $\pm 1,07 \%$ ;  |
| св. 35 % до 55 %  | $\pm 1,88 \%$ ;  |
| св. 55 % до 65 %  | $\pm 2,41 \%$ ;  |
| св. 65 % до 70 %  | $\pm 2,80 \%$ ;  |
| св. 70 % до 85 %  | $\pm 6,70 \%$ ;  |
| св. 85 % до 95 %  | $\pm 13,40 \%$ . |

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

<sup>4)</sup> где  $W_{ов}$  – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %.

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 26.06.2008г. № 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.

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 31.07.2020г. № 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 <sup>5)</sup> к применению СИКНС.

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

---

<sup>5)</sup> 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 ДНС «Никольская» АО «Самаранефтегаз»,  
помер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2022.44378)

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) |   |   |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора                    |   |   |

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

