



СИБИНТЕК

СОГЛАСОВАНО

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

_____ **В.В. Фурсов**

_____ **2022 г.**



**Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ
НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ НА ЦППН № 3 СУ-7 АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»**

Методика поверки

МП 20-01653-5-2022

**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 № 3 СУ-7 АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), зав № 43270-4, 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 63-2019), 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 29.06.2018г. №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 01.10.2018г. № 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 01.10.2019г. № 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 № 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 операции 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, приведенными 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 |
| 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: | нефтегазоводяная смесь |

¹⁾ при соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

| Наименование характеристики | Значение |
|---|------------------|
| - 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 |
| - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной 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 300 до 6300 |
| - массовая доля механических примесей, % | от 0,01 до 0,08 |
| - 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 2018г. № 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;

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

8.2 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

8.3 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

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

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО СИКНС

| Идентификационные данные (признаки) | Значение | | | | | | | | |
|---|------------|--------------|------------|------------|------------|------------|--------------|--------------------------------------|---------------|
| | ИВК | | | | | | | | АРМ оператора |
| Идентификационное наименование ПО | Abak.bex | ngas2015.bex | mivisc.bex | mi3548.bex | ttriso.bex | AbakC2.bex | LNGmr273.bex | mDLL.dll | |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.42.96.707 | |
| Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | 4069091340 | 3133109068 | 3354585224 | 2333558944 | 1686257056 | 2555287759 | 362319064 | ef9f814ff4180d55bd94d0deb d230d76 | |
| 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 нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси

на ЦППН № 3 СУ-7 АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.43413) по формуле:

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

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

W_{rg} – 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, %.

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

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

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 или ВСН-Л (в зависимости от выбранного метода), %;

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:

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

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

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

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

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:

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

где ρ_n^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, в лаборатории по ГОСТ 2477 или 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:

$$\Delta W_{\text{мв}} = \frac{\rho_B^{\text{лаб}}}{\left(1 - \frac{W_{\text{ов}}}{100}\right) \cdot \rho_n^{\text{ст}} + \frac{W_{\text{ов}}}{100} \cdot \rho_B^{\text{лаб}}} \cdot \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

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

R_B – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, %;

r_B – сходимостъ метода по ГОСТ 2477, %.

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

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

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.

10.2.2 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:

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

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

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

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

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.

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:

| | |
|------------------|---|
| св. 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 % | $\pm 10,00 \%$; |
| 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 % | $\pm 2,12 \%$; |
| св. 65 % до 70 % | $\pm 2,65 \%$; |
| св. 70 % до 85 % | $\pm 6,43 \%$; |
| св. 85 % до 95 % | $\pm 21,57 \%$. |

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 % | $\pm 0,81 \%$; |

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 нефтегазоводяной смеси, %.

| | |
|------------------|------------|
| св. 15 % до 35 % | ± 1,04 %; |
| св. 35 % до 55 % | ± 1,82 %; |
| св. 55 % до 65 % | ± 2,33 %; |
| св. 65 % до 70 % | ± 2,72 %; |
| св. 70 % до 85 % | ± 6,50 %; |
| св. 85 % до 95% | ± 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 26.06.2008г. № 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 июля 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 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 № 3 СУ-7 АО «Самаранефтегаз», номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2022.43413

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): _____

