



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 СИКНС УПСВ «Долговская» (Гаршинский поток Карбон)
АО «Оренбургнефть»**

Методика поверки

МП 19-01062-32-2022

**САМАРА
2022**

РАЗРАБОТАНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Журавлев А.И., Лотырева О.А.

СОГЛАСОВАНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	4
2. ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СИКНС.....	5
3. ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ.....	5
4. МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ.....	6
5. ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ.....	7
6. ВНЕШНИЙ ОСМОТР СИКНС.....	7
7. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЯ СИКНС.....	7
8. ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СИКНС.....	8
9. ОПРЕДЕЛЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ.....	8
10. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СИКНС МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ.....	8
11. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	12
Приложение 1 (рекомендуемое) Протокол поверки Системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на СИКНС УПСВ «Долговская» (Гаршинский поток Карбон) АО «Оренбургнефть».....	13

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая инструкция устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на СИКНС УПСВ «Долговская» (Гаршинский поток Карбон) АО «Оренбургнефть» (далее – СИКНС), заводской № 14, 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 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 см² (ГЭТ 43-2013) и государственному первичному эталону единицы давления – паскаля (ГЭТ 23-2010), согласно государственной поверочной схеме для средств измерений избыточного давления до 4 000 МПа, утвержденной приказом Росстандарта от 29.06.2018 № 1339 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4 000 МПа»;

- государственному первичному эталону единицы температуры ГЭТ 34-2020, согласно ГОСТ 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 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 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 1·10⁻¹⁶ 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 1·10⁻¹⁶ 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 01.10.2018 № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

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 Росстандарта от 16.02.2022 № 383 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СИКНС

При проведении поверки выполняют операции, приведённые 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
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКНС	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик	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 актов приема-сдачи нефтегазоводяной смеси.

Таблица 2 – Основные характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефтегазоводяная смесь
Температура окружающего воздуха, °С:	от - 40 до +50
Температура измеряемой среды, °С	от 15 до +35
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 1,2 до 2,0
Объемная доля воды в измеряемой среде, %	от 0 до 98,0

¹⁾ При соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют.

Продолжение таблицы 2 – Основные характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	от 770 до 900
Плотность пластовой воды, измеренная в лаборатории, кг/м ³	от 1000 до 1300
Массовая концентрация хлористых солей обезвоженной нефтегазоводяной смеси, мг/дм ³ , не более	от 20 до 6000
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной НГС, %	от 0 до 0,5
Содержание объемной доли растворенного газа, м ³ /м ³	от 0,5 до 25,0
Плотность нефтяного газа в стандартных условиях, кг/м ³	от 1,05 до 1,60
Средний срок службы, лет	10

4 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

4.1 При поэлементной поверке применяются средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС.

4.2 Средства поверки СИ, входящих в состав СИКНС, должны соответствовать требованиям НД, представленным в таблице 3.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Номер пункта методики поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п.10.1 Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы нефтегазоводяной смеси	Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости калиброванного участка $\pm 0,1\%$	Вторичный эталон единиц массового и объемного расходов жидкости в диапазоне значений от 0,01 до 1000,0 т\ч (м ³ \ч), единиц массы и объема жидкости в потоке в диапазоне значений от 0,005 до 10,2 т (м ³) при использовании весовых устройств, Калибр-ВУ, рег.№2.7.АЕЦ.0001.2021

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

5 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки соблюдаются 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 по защите СИ, входящих в состав СИКНС от несанкционированного вмешательства, согласно описанию типа СИ:

- состав соответствует указанному в формуляре;
- 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;
- 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 5, пункта 6 настоящей инструкции;
- подготовка к работе СИКНС и средств поверки проводятся в соответствии с инструкцией по эксплуатации;
- 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

- Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКНС в соответствии с технологической инструкцией на СИКНС, возможность получения отчета.
- Проверяют герметичность гидравлической части СИКНС.
- 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 программного обеспечения (далее – ПО) СИКНС.

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

Для определения идентификационных данных ПО ИВК необходимо выполнить следующие действия: 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.

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

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

8.2 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
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1,000
Контрольная сумма исполняемого кода	E4430874
Алгоритм вычисления контрольной суммы	CRC32
Комплекс измерительно вычислительный	ОКТОПУС-Л (OCTOPUS-L)

9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Определение метрологических характеристик (далее – МХ) СИ, входящих в состав СИКНС, выполняется посредством проведения поэлементной поверки в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

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

Результат определения МХ СИ, входящих в состав СИКНС, считают положительным если сведения о положительных результатах поверки данных СИ размещены в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений и (или) имеют действующий знак поверки и (или) сертификат (свидетельство) о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

10 ПОДТВЕЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СИКНС МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

10.1 Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы нефтегазоводяной смеси.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси δM_c , %, принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений расходомера массового Micro Motion CMF300 (далее – РМ).

Относительная погрешность сРМ на рабочей ИЛ в диапазоне расхода не должна превышать $\pm 0,25$ %, относительная погрешность РМ 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 нефтегазоводяной смеси.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, δM_n , %, вычисляют в соответствии с методикой измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на СИКНС УПСВ «Долговская» (Гаршинский поток Карбон) АО «Оренбургнефть»» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2021.41596) по следующей формуле:

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

где δ_{M_c} - пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси ИК, %;

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, %;

W_{II} - массовая доля механических примесей, %;

ΔW_{XC} - пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей, %;

W_{XC} - массовая доля хлористых солей, %;

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси ΔW_{MB} , %, при применении поточного влагомера 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 поточного влагомера, %.

ρ_{CH}^P - плотность нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях, кг/м³;

ρ_B^P - плотность воды при рабочих условиях, 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;

$CTL_B(t_p)$, $CTL_B(t_{лаб})$ - 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

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

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

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:

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

где $\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}$ – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, 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, рассчитывают по формуле:

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

где $W_{\text{ов}}$ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %;
 $\rho_{\text{сн}}^p$ – плотность нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях, кг/м³;
 $\rho_{\text{в}}^p$ – плотность воды при рабочих условиях, кг/м³;

Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси $W_{\text{мв}}$, %, при измерении массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477 принимают равной массовой доли воды, полученной при измерении в лаборатории по ГОСТ 2477.

При ремонте и отказе обоих влагомеров массовую долю пластовой воды в нефтегазоводяной смеси определяют в лаборатории по ГОСТ 2477.

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;

$\rho_{\text{г}}$ – плотность газа в стандартных условиях, кг/м³

$W_{\text{рг}}$ – массовая доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %, рассчитывают по формуле:

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

где $V_{\text{рг}}$ — объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, м³/м³;

$\rho_{\text{г}}$ — плотность газа в стандартных условиях, кг/м³;

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

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

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

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, приведенная 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 (повторяемости) методов определения показателей параметров нефтегазоводяной смеси.

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

Расчетные значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении объемной доли воды в ней поточным влагомером не превышают следующих значений, %:

- ±1,76 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 5,0 до 15 %;
- ±2,30 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 15 до 35 %;
- ±4,14 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 35 до 55 %;
- ±5,32 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 55 до 65 %;
- ±6,21 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 65 до 70 %;
- ±18,62 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 70 до 85 %;
- ±93,08 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 85 до 97 %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефтегазоводяной смеси при измерении массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477, не более, в диапазоне объемной доли воды, %:

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

±0,42 при массовой доле воды в нефтегазоводяной смеси от 0 до 5,0 %;
±0,48 при массовой доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 5,0 до 15 %;
±0,71 при массовой доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 15 до 35 %;
±1,60 при массовой доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 35 до 55 %;
±2,42 при массовой доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 55 до 65 %.
±3,04 при массовой доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 65 до 70 %;
±7,39 при массовой доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 70 до 85 %;
±63,85 при массовой доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 85 до 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 нём документов и сведений, предусмотренных частью 3 статьи 20 Федерального закона № 102-ФЗ, аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку в сроки, 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 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 А к настоящей методике поверки. Протокол поверки является неотъемлемой частью свидетельства о поверке СИКНС.

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

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

⁴⁾ часть 4 статьи 13 Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «Об обеспечении единства измерений»

Приложение 1 (рекомендуемое)

НАЧАЛО ФОРМЫ

ПРОТОКОЛ № _____

поверки Системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на СИКНС УПСВ «Долговская» (Гаршинский поток Карбон)
АО «Оренбургнефть» номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений _____

Заводской номер СИКНС:

Методика поверки:

Диапазон массового расхода, т/ч:

Условия проведения поверки:

- температура окружающего воздуха, °С:

Поверочная среда:

Основные средства поверки:

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (п.6 МП)

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

2. Опробование (п. 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)		
Другие идентификационные данные		

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

4. Подтверждение метрологических характеристик (МХ) СИКНС

Средство измерений	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

5. Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям (п. 10 МП)
Результаты (соответствует/не соответствует) _____

Заключение: Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на СИКНС УПСВ «Долговская» (Гаршинский поток Карбон) АО «Оренбургнефть» признана (годной/не годной) к дальнейшей эксплуатации.

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « ____ » _____ 20__ г.

КОНЕЦ ФОРМЫ