



СИБИНТЕК

СОГЛАСОВАНО

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


_____ **В.В. Фурсов**

_____ **08** _____ **2022 г.**



**Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров
нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Родинская»**

Методика поверки

МП 19-01062-6-2022

РАЗРАБОТАНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Журавлев А.И., Лысак М.В.

УТВЕРЖДЕНА

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.....	6
6 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СИКНС.....	6
7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СИКНС.....	6
8 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ.....	7
9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИКНС.....	7
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 УПСВ «Родинская».....	13

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая инструкция описывает 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 УПСВ «Родинская» (далее – СИКНС), зав. № 123/2018, 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 63-2017), 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 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 1·10⁻¹⁶ 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 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 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 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 СИКНС	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 параметры 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
Температура окружающего воздуха, °С:	От -40 до +50
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	(380±38)/(220±22) 50±1
Средний срок службы системы, лет	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ - плотность пластовой воды, измеренная в лаборатории, кг/м ³ - массовая доля воды в измеряемой среде, % - массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной нефти, мг/дм ³ - массовая концентрация хлористых солей в НГВС, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м ³ - содержание свободного газа	нефтегазоводяная смесь от 0,8 до 4,0 от 0 до + 50 от 842 до 904 от 1143 до 1157 от 5 до 95 до 2050 до 189000 до 0,05 от 0,5 до 5,0 от 1,05 до 1,60 отсутствует

¹⁾ При соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

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 Основное средство поверки СИКНС приведены в таблице 3.

Таблица 3.

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	Установка поверки расходомеров и счётчиков жидкости с пределами допускаемой погрешности не более $\pm 0,15\%$	Трубопоршневая поверочная установка SVP-4, рег.№ 13713-93.

4.2 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 устанавливается соответствие СИКНС следующим требованиям:

- состав соответствует указанному в эксплуатационной документации;

- 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;

требованиям по защите СИ, входящих в состав СИКНС от несанкционированного вмешательства согласно описанию типа СИ

Результаты операции поверки считаются положительными если установлено соответствие СИКНС всем требованиям, перечисленным выше.

7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СИКНС

7.1 При подготовке к поверке выполняются следующие работы:

- проверка выполнения условий пункта 3, пункта 5, пункта 6 настоящей инструкции;

- подготовка к работе СИКНС и средств поверки проводится в соответствии с инструкцией по эксплуатации;

- проверка герметичности соединений и узлов гидравлической системы рабочим давлением.

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

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 идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) СИКНС.

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

Для определения идентификационных данных ПО ИВК необходимо выполнить следующие действия: в экранной форме основного меню выбрать «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ», выбрать в подменю «СВЕДЕНИЯ о ПО», в окне отображаются идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК.

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

8.1.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (далее - АРМ оператора).

Для определения идентификационных данных АРМ оператора необходимо воспользоваться кнопкой «Версия» на верхней панели развернутого окна АРМ. После нажатия на кнопку появиться информационное окно «Программное обеспечение» с информацией о наименовании и версии ПО. При нажатии на кнопку «Получить данные по библиотеке» появиться контрольная сумма (CRC32).

Полученные идентификационные данные ПО АРМ 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	
	АРМ оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	RateCalc	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1	6.15
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F	5ED0C426
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИКНС

Определение метрологических характеристик - (далее – МХ) СИ, входящих в состав СИКНС, проводят поэлементным способом в соответствии с документами на методики поверки, указанными в описании типа соответствующего СИ.

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 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 СИКНС при измерении массы нефтегазоводяной смеси.

Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы нефтегазоводяной смеси проводят с применением эталона единицы массового расхода жидкости 1 или 2 разряда.

Поверка СИКНС проводится в условиях эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа или фактически обеспечиваемым при поверке.

Для каждой ИЛ проводят измерения массы нефтегазоводяной смеси в трех точках, равномерно распределенных в диапазоне рабочего расхода. Число измерений в каждой точке не менее трех, при допустимом отклонении установленного массового расхода от контрольных точек $\pm 3\%$.

Относительную погрешность измерений при измерении массы нефтегазоводяной смеси δM_c , %, определяют по формуле:

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V_C^2 + \left(\frac{\Delta \rho}{\rho_{min}} \cdot 100\right)^2 + \delta N^2} \quad (1)$$

δV_C – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтегазоводяной смеси, %;

$\Delta \rho$ – абсолютная погрешность измерений и приведения плотности нефтегазоводяной смеси, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ_{min} – минимальная плотность нефтегазоводяной смеси, $\text{кг}/\text{м}^3$;

δN – пределы допускаемой относительной погрешности СОИ при преобразовании входных сигналов в значения массы, %;

Относительная погрешность массового расхода на рабочей и контрольно-резервной ИЛ в диапазоне расхода не должна превышать $\pm 0,9\%$.

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

10.2.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефтегазоводяной смеси в составе нефтегазоводяной смеси $\delta M_H^{ПВ}$ %, при использовании поточного влагомера, вычисляют в соответствии с методикой измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Родинская» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.43754) по следующей формуле:

$$\delta M_H^{ПВ} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V_C^2 + \left(\frac{\Delta \rho}{\rho_{min}} \cdot 100\right)^2 + \delta N^2 + \frac{(\Delta W_{пр})^2 + (\Delta W_{МВ}^{ПВ})^2}{\left(1 - \frac{W_{пр} + W_{МВ}^{ПВ}}{100}\right)^2} + \frac{(\Delta W_{хс}^{OH})^2 + (\Delta W_{П}^{OH})^2}{\left(1 - \frac{W_{хс}^{OH} + W_{П}^{OH}}{100}\right)^2}} \quad (2)$$

где δV_C – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтегазоводяной смеси, %;

$\Delta \rho$ – абсолютная погрешность измерений и приведения плотности нефтегазоводяной смеси, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ_{min} – минимальная плотность нефтегазоводяной смеси, $\text{кг}/\text{м}^3$;

δN – пределы допускаемой относительной погрешности СОИ при преобразовании входных сигналов в значения массы, %;

$\Delta W_{\text{рг}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;

$\Delta W_{\text{МВ}}^{\text{ПВ}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси при измерении влагомером, %

$W_{\text{рг}}$ – массовая доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$W_{\text{МВ}}^{\text{ПВ}}$ – массовая доля воды в нефтегазоводяной смеси вычисляемая, при измерении объемной доли воды влагомером;

$\Delta W_{\text{хс}}^{\text{ОН}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной нефти, %;

$\Delta W_{\text{П}}^{\text{ОН}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной нефти, %;

$W_{\text{хс}}^{\text{ОН}}$ – массовая доля хлористых солей в обезвоженной нефти, %;

$W_{\text{П}}^{\text{ОН}}$ – массовая доля механических примесей в обезвоженной нефти, %, определяемая в лаборатории по ГОСТ 6370.

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

$$\Delta W_{\text{рг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{сн}}^{\text{р}}} \cdot 100, \quad (3)$$

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, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси $\Delta W_{\text{МВ}}^{\text{ПВ}}$, %, при применении поточного влагомера определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{МВ}}^{\text{ПВ}} = \pm \frac{\Delta W_{\text{ов}} \cdot \rho_{\text{в}}^{\text{р}}}{\rho_{\text{сн}}^{\text{р}}}, \quad (4)$$

где $\Delta W_{\text{ов}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности поточного влагомера, %.

$\rho_{\text{сн}}^{\text{р}}$ – плотность нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

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

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

$$\rho_{\text{в}}^{\text{р}} = \rho_{\text{в}}^{\text{лаб}} \cdot \frac{\text{СТЛ}_{\text{В}}(t_{\text{р}})}{\text{СТЛ}_{\text{В}}(t_{\text{лаб}})} \quad (5)$$

где $\rho_{\text{в}}^{\text{лаб}}$ – плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, $\text{кг}/\text{м}^3$;
 $\text{СТЛ}_{\text{В}}(t_{\text{р}})$, – поправочные коэффициенты плотности от температуры, для температуры $t_{\text{р}}$
 $\text{СТЛ}_{\text{В}}(t_{\text{лаб}})$ – и $t_{\text{лаб}}$ соответственно;
 $t_{\text{р}}$ – температура нефтегазоводяной смеси в ИЛ при измерении массы нефтегазоводяной смеси с применением СРМ, °С;
 $t_{\text{лаб}}$ – температура нефтегазоводяной смеси в лаборатории, при которой проводится измерение плотности воды, °С.

Коэффициент $\text{СТЛ}_{\text{В}}(t)$ вычисляют по формуле:

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

где

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

$$\Delta t = t - 15, \quad (8)$$

Примечание - При проведении расчетов по формулам (5) – (8) за значение t принимают $t_{\text{р}}$ и $t_{\text{лаб}}$ соответственно.

Плотность нефтегазоводяной смеси $\rho_{\text{сн}}^p$, кг/м³, приведенную к рабочим условиям, рассчитывают по формуле:

$$\rho_{\text{сн}}^p = \rho_n^p \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{ов}}}{100}\right) + \rho_v^p \cdot \frac{W_{\text{ов}}}{100} \quad (9)$$

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 или в лаборатории по ГОСТ 2477 (в зависимости от выбранного метода измерений).

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

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

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;

Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси $W_{\text{МВ}}^{\text{ПВ}}$, %, при измерении объемной доли воды с помощью ВП или в лаборатории по ГОСТ 2477, рассчитывают по формуле:

$$W_{\text{МВ}}^{\text{ПВ}} = \frac{W_{\text{ов}} \cdot \rho_v^p}{\rho_{\text{сн}}^p}, \quad (11)$$

Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси $W_{\text{МВ}}^{\text{Л}}$, %, 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 влагомера массовую долю пластовой воды в нефтегазоводяной смеси определяют в лаборатории по ГОСТ 2477.

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

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

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

$\rho_{\text{н}}^{\text{СТ}}$ – 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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (13)$$

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.

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

Массовую долю хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси W_{xc} , %, вычисляют по формуле:

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho_{II}^{CT}}, \quad (14)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, мг/дм³ (г/м³), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534.

10.2.2. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти смеси в составе нефтегазоводяной смеси δM_{II}^{II} , %, при измерении массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории определяют расчётным путём в соответствии с методикой измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Родинская» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.43754) по формуле:

$$\delta M_{II}^{II} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V_C^2 + \left(\frac{\Delta \rho}{\rho_{min}} \cdot 100\right)^2 + \delta N^2 + \frac{\Delta W_{pr}^2}{\left(1 - \frac{W_{pr}}{100}\right)^2} + \frac{(\Delta W_{MB}^{II})^2 + (\Delta W_{xc}^{CH})^2 + (\Delta W_{II}^{CH})^2}{\left(1 - \frac{W_{MB}^{II} + W_{xc}^{CH} + W_{II}^{CH}}{100}\right)^2}} \quad (15)$$

где δV_C – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтегазоводяной смеси, %;

$\Delta \rho$ – абсолютная погрешность измерений и приведения плотности нефтегазоводяной смеси, кг/м³;

ρ_{min} – минимальная плотность нефтегазоводяной смеси, кг/м³;

δN – пределы допускаемой относительной погрешности СОИ при преобразовании входных сигналов в значения массы, %;

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

W_{pr} – массовая доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м³/м³;

ΔW_{MB}^{II} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси при измерении влагомером, %;

ΔW_{xc}^{CH} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной нефти, %;

ΔW_{II}^{CH} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной нефти, %;

W_{MB}^{II} – массовая доля воды в нефтегазоводяной смеси вычисляемая, при измерении объемной доли воды влагомером;

W_{xc}^{CH} – массовая доля хлористых солей в обезвоженной нефти, %;

W_{II}^{CH} – массовая доля механических примесей в обезвоженной нефти, %, определяемая в лаборатории по ГОСТ 6370.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа ΔW_{pr} , %, определяют по формуле:

$$\Delta W_{pr} = \pm \frac{\Delta V_{pr} \cdot \rho_{pr}}{\rho_{л,CH}^{CT}} \cdot 100, \quad (16)$$

где $\rho_{л,CH}^{CT}$ – плотность нефтегазоводяной смеси в стандартных условиях, кг/м³, приведенная к температуре $t=20$ °С и избыточному давлению $P=0$.

При измерении массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории по ГОСТ 2477, пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, ΔW_{MB} , % определяют по формуле:

$$\Delta W_{MB}^{II} = \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (17)$$

где R_v – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, %;
 r_v – сходимости метода по ГОСТ 2477, %.

Расчетные значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней поточным влагомером не должны превышать следующих значений, %:

- ± 10,0 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси от 0 до 5 % включ.;
- ± 11,0 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси св. 5 до 15 % включ.;
- ± 14,5 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси св. 15 до 35 % включ.;
- ± 21,0 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси св. 35 до 55 % включ.;
- ± 34,5 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси св. 55 до 65 % включ.;
- ± 40,5 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси св. 65 до 70 % включ.;
- ± 83,0 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси св. 70 до 85 включ. %;
- ± 231,0 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси св. 85 до 94 включ. %;

Расчетные значения пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефтегазоводяной смеси при измерении массовой доли воды в лаборатории, при содержании воды в нефтегазоводяной смеси не должны превышать следующих значений, %:

- ± 1,0 при массовой доле воды в нефтегазоводяной смеси от 0 до 5 %;
- ± 1,5 при массовой доле воды в нефтегазоводяной смеси св. 5 до 10 % включ.;
- ± 2,5 при массовой доле воды в нефтегазоводяной смеси св. 10 до 20 % включ.;
- ± 12,0 при массовой доле воды в нефтегазоводяной смеси св. 20 до 50 % включ.;
- ± 30, при массовой доле воды в нефтегазоводяной смеси св. 50 до 65 % включ.

Результат операции поверки СИКНС считают положительным, если результаты определения пределов относительной погрешности СИКНС при измерении массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси положительны.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 Сведения о результатах поверки СИКНС в целях подтверждения поверки должны быть переданы в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с порядком создания и ведения Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений, передачи сведений в него и внесения изменений в данные сведения, предоставления содержащихся в нем документов и сведений, предусмотренным частью 3 статьи 20 Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку, в сроки, согласованные с лицом, представляющим СИКНС в поверку, но не превышающие 40 рабочих дней с даты проведения поверки СИКНС.

11.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС в соответствии с требованиями к содержанию свидетельства о поверке, утвержденными Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

11.3 Результаты поверки СИКНС оформляют протоколом поверки согласно приложению 1 к настоящей методике поверки. Протокол поверки является неотъемлемой частью свидетельства о поверке СИКНС.

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

11.5 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС в виде оттиска 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 УПСВ «Родинская»
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)		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

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

