



**СОГЛАСОВАНО**

Заместитель генерального директора  
по АСУТП и метрологии  
ООО ИК «СИБИНТЕК»

В.В. Фурсов

2021 г.



## **ИНСТРУКЦИЯ**

**Государственная система обеспечения единства измерений**

**СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ  
НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ УПСВ «КОДЯКОВСКАЯ» (НА ВЫХОДЕ  
«КАРБОН») АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»**

---

**Методика поверки**

**МП 19-01062-3-2021**

РАЗРАБОТАНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Журавлев А.И., Лысак М.В.

УТВЕРЖДЕНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

## 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 УПСВ «Кодяковская» (на выходе «Карбон») АО «Оренбургнефть» (далее – СИКНС), зав. № 6623, 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.

Поверку СИКНС проводят методом непосредственного сличения расхода нефтегазоводяной смеси через эталонное и поверяемое СИ в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки. При этом диапазон измерений массы нефтегазоводяной смеси СИКНС определяется значениями минимального и максимального расхода. За значение минимального расхода принимают минимальный расход того преобразователя расхода, у которого расход среди всех преобразователей расхода наименьший (согласно свидетельств об их поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКНС, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму максимальных расходов преобразователей расхода установленных на измерительных линиях СИКНС (согласно свидетельств об их поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКНС, если оно меньше. Допускается возможность проведения поверки отдельных измерительных каналов (ИК) из состава СИКНС, так как измерительные каналы являются независимыми друг от друга.

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 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  $1 \cdot 10^{-16}$  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 1-2018, согласно государственной поверочной схеме для средств измерений времени и частоты, утвержденной приказом Росстандарта от 31.07.2018 № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

## 2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, приведённые в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операций при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр СИКНС	7	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование СИКНС	8	Да	Да
Проверка программного обеспечения СИКНС	9	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИКНС	10	Да	Да
Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям	11	Да	Да

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 нормативной документации (далее – НД) на методики поверки СИ, входящих в состав СИКНС<sup>2)</sup>.

3.2 Характеристики СИКНС и параметры измеряемой среды при проведении поверки на месте эксплуатации должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

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
1	2
Условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С:	от -40 до + 50
– температура окружающей среды (блок-бокс), °С	от +5 до + 25
– относительная влажность, %	от 30 до 100
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

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

<sup>2)</sup> С предварительной проверкой актуальности действующих документов на поверку СИ

Продолжение таблицы 2 – Основные характеристики СИКНС и измеряемой среды

1	2
Средний срок службы, лет, не менее	10
Режим работы СИКНС	Непрерывный
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В - частота питающей сети, Гц	380±38 50±1
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм <sup>2</sup> /с	Нефтегазоводяная смесь от 1,0 до 4,25 (2,2 – рабочее) от +5 до +50 до 6,3
- плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м <sup>3</sup> - плотность пластовой воды, измеренная в лаборатории, кг/м <sup>3</sup> - объемная доля воды, %, - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> - содержание свободного газа	846 1168 от 0,01 до 85 до 400 до 0,01 отсутствует не допускается

#### 4 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ

К поверке допускаются лица, изучившие руководство по эксплуатации на СИКНС и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III в соответствии с ПОТ Р М-016-2001 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

#### 5 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

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

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

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Методика поверки
1	2
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion мод. CMF (ФИФОЕИ № 45115-16)	МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением №1, утверждена ФГУП «ВНИИМС» 22 декабря 2016 г.; МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компактурвером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и проточным преобразователем плотности»; МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Датчик давления Метран-150, мод. 150TG (ФИФОЕИ № 32854-13)	МП 4212-012-2013 Датчики давления Метран-150. Методика поверки. Утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» 11.11.2013 г.

## Продолжение таблицы 3 – СИ и методики их поверки

1	2
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех, модель ТСПУ Метран- 276-Ех (ФИФОЕИ № 21968-11)	271.01.00.000 РЭ, раздел 3.4, утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в сентябре 2011г.
Влагомер сырой нефти ВСН-АТ, модель ВСН-АТ.50.040.УМ-010, ВСН-АТ.50.060.УМ-100 (ФИФОЕИ № 62863-15)	МП 0310-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные ВСН-АТ. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 08.09.2015г.
Преобразователь плотности и расхода CDM модификация CDM 100P (ФИФОЕИ № 63515-16)	МП 02-221-2015 с изменением 1 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода CDM. Методика поверки.» Утверждена ФГУП «ВНИИМ» 24 мая 2017г.
Счетчик нефти турбинный МИГ, модель МИГ-32-6,3 (ФИФОЕИ № 26776-08)	Раздел «Методика поверки» БН.10-02РЭ, согласованный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» в декабре 2003г.
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (ФИФОЕИ № 53852-13)	МИ 3395-2013 с изменением 1 Рекомендация. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07. Методика поверки. Утверждена ООО «ИМС Индастриз» и ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 25 мая 2018г.

5.3 Рекомендуемые средства поверки применяемые при комплектной поверке СИКНС указаны в таблице 4.

Таблица 4 - Метрологические и технические требования к средствам поверки.

Наименование средства поверки	Характеристики точности
Установки трубопоршневые 1-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018г. № 256	Диапазон измерений до 4000 т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ), доверительные границы суммарной погрешности определения вместимости ТПУ равными 0,05%
Установки трубопоршневые 1-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018г. № 256	Диапазон измерений до 4000 т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ), доверительные границы суммарной погрешности определения вместимости ТПУ от 0,09 до 0,1%

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

## 6 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.

## 7 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СИКНС

При внешнем осмотре устанавливают соответствие СИКНС следующим требованиям:

- комплектность соответствуют указанным в эксплуатационной документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;
- надписи и обозначения на средствах измерений, входящих в состав СИКНС четкие и соответствуют требованиям эксплуатационной документации.

Результаты операции поверки считают положительными, если внешний вид, состав и комплектность соответствуют требованиям эксплуатационной документации.

## **8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СИКНС**

8.1 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;
- проверка герметичности соединений и узлов гидравлической системы рабочим давлением.

8.2 Опробование

- Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКНС в соответствии с технологической инструкцией на СИКНС, возможность получения отчета.
- Проверяют герметичность гидравлической части СИКНС.
- На элементах и компонентах СИКНС не должно быть следов протечек нефти.
- 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 нефти.

8.3 Проверка комплектности технической документации

При проведении проверки технической документации проверяют наличие:

- 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

## **9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СИКНС**

9.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) автоматизированного рабочего места - «АРМ оператора «ФОРВАРД» (далее – АРМ оператора) осуществляется в соответствии с руководством пользователя.

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

9.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

Фиксируют идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, отражаемые на дисплее ИВК при переходе в «Контекстное меню» и выборе пункта «О программе».

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

9.3 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 5, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

Таблица 5 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll ArmMX.dll ArmF.dll	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1 4.0.0.2 4.0.0.2	PX.7000.01.05
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71 0C7A65BD 96ED4C9B	1C4B16AC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

## 10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИКНС

Определение метрологических характеристик (далее – МХ) СИ, входящих в состав СИКНС, выполняется посредством проведения поэлементной поверки всех СИ, входящих в состав СИКНС или комплектной поверки на месте эксплуатации.

10.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС при поэлементной проверке проводят 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.

В соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы измерений)» при прямом методе динамических измерений относительную погрешность СИКНС при измерениях массы нефтепродуктов принимают равной относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси с применением массовых расходомеров.

Максимальная допускаемая относительная погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси не должна превышать указанную в п.11.2.

10.2 Определение метрологических характеристик отдельных ИК при комплектной поверке на месте эксплуатации.

10.2.1 Проводят проверку наличия сведений о действующей поверке СИ, указанных в таблице 3 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. СИ на момент проведения поверки СИКНС должны быть поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений и допущены к применению.

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

В состав СИКНС входят измерительные каналы, определение метрологических характеристик которых может осуществляться комплектным способом при проведении поверки СИКНС. Состав и основные метрологические характеристики ИК представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным способом поверки

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений (т/ч)	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2	ИК массового расхода нефтегазоводяной смеси	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модель CMF	Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07	От 40 до 145	$\pm 0,25\%$ <sup>1)</sup> ( $\pm 0,20\%$ ) <sup>2)</sup>

<sup>1)</sup> Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 1, и ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве резервного;  
<sup>2)</sup> Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве контрольного.

10.2.3 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 ИК на 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  $\delta M_c$ , %, определяют по формуле:

$$\delta M_c = \frac{M_{ик} - M_3}{M_3} \times 100 \quad (1)$$

где  $M_3$  – масса нефтепродукта, измеренная эталоном единицы массового расхода жидкости 1 или 2 разряда, т;

$M_{ик}$  – масса нефтегазоводяной смеси, измеренная ИК, т.

## 11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СИКНС МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

11.1 СИКНС соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, результаты поверки считаются положительными, если:

- СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений и допущены к применению;

- Рассчитанная по формуле (1) относительная погрешность ИК массового расхода на рабочей ИЛ в диапазоне расхода не превышает  $\pm 0,25\%$ , относительная погрешность ИК на контрольно-резервной ИЛ в точке расхода не превышает  $\pm 0,20\%$ <sup>3)</sup>.

11.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы

<sup>3)</sup> В расчетах, при использовании ИК массового расхода на контрольно-резервной ИЛ в качестве резервного, значение относительной погрешности ИК массового расхода принимают равным  $\pm 0,25\%$ .

нефтегазоводяной смеси  $\delta M_c$ , %, принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений расходомера массового Promass (далее –РМ).

Относительная погрешность РМ 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  $\pm 0,25$ %

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

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси  $\delta_{M_n}$ , %, определяют по следующей формуле:

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

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

$\Delta W_{MB}$  - пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;

$W_{MB}$  - массовая доля воды в нефтегазоводяной смеси, %;

$\Delta W_{II}$  - пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей, %;

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

$\Delta W_{XC}$  - 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  $\Delta W_{MB}$ , %, при применении поточного влагомера определяют по формуле:

$$\Delta W_{MB} = \pm \frac{\Delta W_{OB} \cdot \rho_B^p}{\rho_{CH}^p}, \quad (3)$$

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

$\rho_{CH}^p$  - плотность нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_B^p$  - плотность воды при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;

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

$$\rho_B^p = \rho_B^{лаб} \cdot \frac{СТЛ_B(t_p)}{СТЛ_B(t_{лаб})} \quad (4)$$

где  $\rho_B^{лаб}$  - плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м<sup>3</sup>;  
 $СТЛ_B(t_p)$ ,  
 $СТЛ_B(t_{лаб})$  - 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  $СТЛ_B(t)$  вычисляют по формуле:

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

$$-(4,1151 \cdot 10^{-6} - 1,4464 \cdot 10^{-7} \cdot B) \cdot \Delta t^2 + (7,1926 \cdot 10^{-9} + 1,3085 \cdot 10^{-10} \cdot B) \cdot \Delta t^3 \quad (5)$$

где

$$B = \frac{\rho_B^{\text{лаб}} - 999,0}{7,2}, \quad (6)$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (7)$$

Примечание - При проведении расчетов по формулам (4) – (7) за значение  $t$  принимают  $t_p$  и  $t_{\text{лаб}}$  соответственно.

Плотность нефтегазоводяной смеси  $\rho_{\text{сн}}^p$ , кг/м<sup>3</sup>, приведенную к рабочим условиям, рассчитывают по формуле:

$$\rho_{\text{сн}}^p = \rho_{\text{н}}^p \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{ов}}}{100}\right) + \rho_{\text{в}}^p \cdot \frac{W_{\text{ов}}}{100} \quad (8)$$

где  $\rho_{\text{н}}^p$  – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>, 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);

Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси  $W_{\text{мв}}$ , %, при измерении объемной доли воды с помощью ВП, 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/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{в}}^p$  – плотность воды при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;

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

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}}, \quad (10)$$

где  $\Delta \varphi_{\text{хс}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>).

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

$$W_{\text{хс}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}}, \quad (11)$$

где  $\varphi_{\text{хс}}$  – концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534;

$\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}$  – 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 концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей) абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (12)$$

где  $R$ <sup>4)</sup> – предел воспроизводимости методов определения параметров нефтегазоводяной смеси;

$r$  – предел сходимости (повторяемости) методов определения показателей

<sup>4)</sup> воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости  $r$

параметров нефтегазоводяной смеси.

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

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 в составе нефтегазоводяной смеси не превышают следующих значений:

- при измерении объемной доли воды влагомером ВСН-АТ:
  - ± 0,35 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси от 0,01 до 5 %;
  - ± 0,4 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 5 до 10 %;
  - ± 1,5 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 10 до 20 %;
  - ± 2,5 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 20 до 50 %;
  - ± 5,0 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 50 до 70 %;
  - ± 15,0 при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 70 до 85 %.

## 12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

12.1 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.

12.2. 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».

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

12.4 При отрицательных результатах поверки СИКНС выдают извещение о непригодности <sup>5)</sup> к применению СИКНС.

12.5 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС в виде оттиска поверительного клейма или наклейки. Пломбировка СИКНС осуществляется с помощью свинцовой (пластмассовой) пломбы и проволоки, которой пломбируются фланцевые соединения расходомеров массовых. Неизменность ПО расходомеров массовых обеспечивается защитой бесконтактных кнопок управления с помощью знаков поверки в виде наклеек и пломбированием шпилек, ограничивающих снятие крышек вторичных электронных преобразователей. Пломбы, несущие на себе поверительные клейма, в соответствии с МИ 3002-2006 Рекомендация «ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

<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 А  
(рекомендуемое)

**ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_\_**

поверки Системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Кодяковская» (на выходе «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. Проверка комплектности эксплуатационной документации (п. 8.3 МП) (соответствует/не соответствует): \_\_\_\_\_

2. Внешний осмотр (п.7 МП)

Результаты внешнего осмотра СИКНС (соответствует/не соответствует): \_\_\_\_\_

3. Подтверждение идентификации и защиты программного обеспечения (ПО) СИКНС (п. 9 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		
Другие идентификационные данные		

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

4. Опробование (п. 8.2 МП) (соответствует/не соответствует) \_\_\_\_\_

5. Подтверждение метрологических характеристик (МХ) СИКНС

5.1 Подтверждение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС (п. 10 МП)

5.2 Подтверждение метрологических характеристик СИКНС (п. 11.1 МП)

Относительная погрешность измерения массы нетто нефти ИК, установленного на рабочей линии, не превышает: \_\_\_\_\_

Относительная погрешность измерения массы нетто нефти ИК, установленного на контрольно-резервной линии, не превышает: \_\_\_\_\_

Результаты (соответствует/не соответствует) \_\_\_\_\_

5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 11.4 МП)

Результаты (соответствует/не соответствует) \_\_\_\_\_

Результаты (соответствует/не соответствует) \_\_\_\_\_

**Заключение:** Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Кодяковская» (на выходе «Карбон») АО «Оренбургнефть» признана (годной/не годной) к дальнейшей эксплуатации.

Должность лица проводившего поверку:

\_\_\_\_\_

(подпись)

\_\_\_\_\_

(инициалы, фамилия)

Дата поверки: « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_

20\_\_ г.