



СОГЛАСОВАНО

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

В.В. Фурсов

2020 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ
НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ УПСВ «ПОКРОВСКАЯ» АО
«ОРЕНБУРГНЕФТЬ»**

Методика поверки

МП 19-01062-13-2021

РАЗРАБОТАНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Журавлев А.И., Темченко Л.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 на УПСВ «Покровская» АО «Оренбургнефть» (далее – СИКНС), зав. № 2614-18, 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 системы проводят методом непосредственного сличения расхода нефтегазоводяной смеси через эталонное и поверяемое СИ в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающимся 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 63-2017), 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 $1 \cdot 10^{-16}$ 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	7	Да	Да
Опробование	8	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКНС	9	Да	Да
Определение метрологических характеристик	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 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.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефтегазоводяной смеси.

¹⁾ При соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

Таблица 2 – Основные характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
1	2
Температура окружающего воздуха, °С:	от - 43 до + 50
Средний срок службы, лет, не менее	10
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 ² /с - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ - плотность пластовой воды, измеренная в лаборатории, кг/м ³ - объемная доля воды, % - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - содержание свободного газа	нефтегазоводяная смесь от 0,5 до 1,0 от +10 до +35 до 7,0 от 840 до 953 от 1000 до 1200 до 70 до 20000 до 0,112 не допускается 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	Нормативные документы
1	2
Расходомер массовый Promass, состоящий из первичного преобразователя Promass F и вторичного электронного преобразователя модификации 500	МП 208-020-2017 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500). Методика поверки. Утверждена ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2017г. МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»

Продолжение таблицы 3 – СИ и методики их поверки

1	2
Датчик давления Метран-150, модель 150TG	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки». Утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ», ноябрь 2013г.
Датчик температуры ТСПТ Ех, модификация ТСПТ Ехd101-L16-Pt100-A4N10-C10-8-100/100	ГОСТ 8.461-2209 – для датчиков температуры ТСПТ Ех, ТСМТ Ех без измерительных преобразователей МП РТ 2026-2013 «Датчики температуры КТХА, КТНН, КТХК, КТЖК, КТМК, КТХА Ех КТНН Ех, КТХК Ех, КТЖК Ех, КТМК Ех с измерительными преобразователями. Методика поверки» утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 27.02.2014г. – для датчиков температуры ТСПТ Ех, ТСМТ Ехс установленными измерительными преобразователями.
Влагомер сырой нефти ВСН-2, модификация ВСН-2-50-100	МП 0016-2-2012 «Инструкция ГСИ Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 15.10.2012г.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	РТ-МП-5750-449-2019 «ГСИ. Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки» утверждена ФБУ «Ростест – Москва» 12.08.2019г.
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+», исполнение ИнКС.425210.003	МП 17-30138-2012 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Методика поверки» (с изменением №3), утверждена ООО «Центр Метрологии «СТП» 07.02.2020г.

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

5.4 При комплектной поверке применяется эталон единицы массового расхода жидкости 2 разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.02.2018 № 256.

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 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

При внешнем осмотре устанавливают соответствие СИКНС следующим требованиям:

- комплектность соответствует 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 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

9.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) автоматизированного рабочего места – «Генератор отчетов АБАК REPORTER» (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 расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

9.2.1 Фиксируют идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, отражаемые на дисплее ИВК при нажатии на кнопку «Информация», расположенную на лицевой панели ИВК, или полученные с помощью конфигурационного ПО.

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

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 4, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение							АРМ оператора
	ИВК							
Идентификационное наименование ПО	Abak.be x	ngas20 15.bex	mivisc. bex	mi35 48.be x	ttriso.b ex	AbakC 2.bex	LNG mr273 .bex	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0							1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	406 9091 340	313310 9068	335458 5224	23335 58944	168625 7056	255528 7759	36231 9064	ef9f814ff41 80d55bd94d 0debd230d7 6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32							MD5

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Определение метрологических характеристик (далее – МХ) СИ, входящих в состав СИКНС, проводят поэлементным способом 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 считают положительным если все СИ, входящие в состав СИКНС, имеют действующий знак поверки и (или) сертификат (свидетельство) о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СИКНС МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

Таблица 5 – Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным способом поверки

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место устано- влено)	Состав ИК		Диапазон измерений (т/ч)	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2	ИК массового расхода сырой нефти	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	Расходомер массовый Promass, состоящий из первичного преобразователя Promass F и	Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»,.003	От 142 до 400	$\pm 0,25\%^{1)}$ $(\pm 0,20\%)^{2)}$

Продолжение таблицы 5 – 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		
			вторичного электронного преобразователя модификации 500	исполнение ИнКС.425210.003		
<p>¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 1, и ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве резервного;</p> <p>²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве контрольного.</p>						

11.1 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 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 δM_c , %, определяют по формуле:

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

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

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

11.2 Относительная погрешность ИК массового расхода на рабочей ИЛ в диапазоне расхода не должна превышать $\pm 0,25\%$, относительная погрешность ИК на контрольно-резервной ИЛ в точке расхода не должна превышать $\pm 0,20\%$ ²⁾.

11.3 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси δM_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 $\pm 0,25\%$

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

²⁾ В расчетах, при использовании ИК массового расхода на контрольно-резервной ИЛ в качестве резервного, значение относительной погрешности ИК массового расхода принимают равным $\pm 0,25\%$

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси δ_{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 δ_{M_c} - пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси ИК (РМ³), %;

ΔW_{MB} - пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;

W_{MB} - массовая доля воды 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:

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

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:

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

где $\rho_B^{лаб}$ - плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м³;

$CTL_B(t_p)$, - поправочные коэффициенты плотности от температуры, для

$CTL_B(t_{лаб})$ - 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:

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

где

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

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

³) при поэлементной поверке

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/м³, приведенную к рабочим условиям, рассчитывают по формуле:

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

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;

Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси $W_{\text{мв}}$, %, при измерении объемной доли воды с помощью ВП рассчитывают по формуле:

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

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/дм³ (г/м³).

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

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

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

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

где R ⁴⁾ – 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.

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:

$\pm 1,0$ при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси от 0 до 5 % включ.;

$\pm (0,15\varphi + 0,25)$ при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 5 до 15 % включ.;

⁴⁾ воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r .

- $\pm (0,075\varphi + 1,375)$ при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 15 до 35 %
включ.;
- $\pm (0,15\varphi - 1,25)$ при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 35 до 55 %
включ.;
- $\pm (0,3\varphi - 9,5)$ при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 55 до 65 %
включ.;
- $\pm 10,0$ при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси свыше 65 до 70 % включ.

12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

12.1 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».

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

12.3 При отрицательных результатах поверки СИКНС выдают извещение о непригодности⁵⁾ к применению СИКНС.

12.4 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, несут 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».

⁵⁾ часть 4 статьи 13 Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «Об обеспечении единства измерений»

Приложение 1
(рекомендуемое)
ПРОТОКОЛ № _____

поверки Системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Покровская» 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. 9МП)

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. Определение метрологических характеристик (МХ) СИКНС (п. 10)

5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС (п. 11.4 МП)

5.2 Определение метрологических характеристик СИКНС (п. 11.2 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. 11.5 МП)

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

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

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

Дата поверки: «____» _____ 20__ г.