



**СИБИНТЕК**

**СОГЛАСОВАНО**  
Директор по АСУТП и метрологии  
ООО ИК «СИБИНТЕК»

  
\_\_\_\_\_ В.В. Фурсов

« 06 » \_\_\_\_\_ 2021 г.



## **ИНСТРУКЦИЯ**

**Государственная система обеспечения единства измерений  
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ  
НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ НА УПСВ «БОГАТЫРЕВСКАЯ»  
АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»**

Методика поверки

МП 20-01653-21-2021

Самара  
2021

РАЗРАБОТАНА	ООО ИК «СИБИНТЕК»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Репин Ю.Е.
УТВЕРЖДЕНА	ООО ИК «СИБИНТЕК»

## 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая инструкция устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Богатыревская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), зав № 406628, 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.

Настоящая методика поверки обеспечивает прослеживаемость поверяемых СИ, входящих в состав СИКГ, 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 0,0,5 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 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  $1 \times 10^{-16}$  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  $1 \times 10^{-16}$  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 СИКНС

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1

Таблица 1 – операции поверки

Наименование операции	Номер пункта поверки	Проведение операции при	
		Первичной поверке	Периодической поверке
Внешний осмотр	6	да	да
Опробование	7.2	да	да
Проверка программного обеспечения СИКНС	8	да	да
Определение метрологических характеристик СИКНС	9	да	да
Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям	10	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 нормативных документов (далее – НД) на методики поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

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

3.3 Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефтегазоводяной смеси, находящейся в измерительных линиях.

Таблица 2 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С:	от - 50 до + 40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	(380±38)/(220±22) 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне	нефтегазоводяная смесь от 1,0 до 4,0 от + 10 до + 50 от 0 до 15

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

Наименование характеристики	Значение
температуры измеряемой среды, мм <sup>2</sup> /с	
- плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м <sup>3</sup>	от 830 до 880
- объемная доля воды, %	от 0 до 95
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	от 950 до 1 000
- массовая доля механических примесей, %	от 0,02 до 0,04
- содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	от 9,5 до 9,6
- содержание свободного газа	не допускается

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

4.1 При поэлементной поверке применяются средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

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

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчик-расходомер массовый кориолисовый «ЭМИС-МАСС 260» (ФИФОЕИ № 77657-20)	МП 208-043-2019 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260». Методика поверки» утверждена ФГУП «ВНИИМС» 14.11.2019  МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»  МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые.. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»  МИ 3313-2011 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»
Датчик давления тензорезистивный APZ, мод. APZ 3420 (ФИФОЕИ № 62292-15)	МП 62292-15 «Датчики давления тензорезистивные APZ, ALZ, AMZ, ASZ. Методика поверки» утверждена ФГУП «ВНИИМС» 01.04.2015
Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304, мод. ТПУ 0304Exd/M1-H (ФИФОЕИ № 50519-17)	МП 207.1-009-2017 «Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304. Методика поверки», утверждена ФГУП «ВНИИМС» 17.03.2017
Счетчик жидкости турбинный NuFlo-МС (ФИФОЕИ № 29206-05)	«ГСИ. Счетчики жидкости турбинные NuFlo-МС. Методика поверки», утверждена ВНИИМС в апреле 2005
Влагомер сырой нефти ВСН-2 (ФИФОЕИ № 24604-12)	«Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 15.10.2012

Наименование СИ	Нормативные документы
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (ФИФОЕИ № 52866-13)	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» 07.02.2020 г.

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

## 5 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также другими действующими НД;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

## 6 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СИКНС

При внешнем осмотре устанавливают соответствие СИКНС следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в эксплуатационной документации;
- в результате внешнего осмотра составных частей СИКНС должно быть подтверждено отсутствие механических повреждений и видимых дефектов<sup>2)</sup>, которые способны оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;
- надписи и обозначения на средствах измерений, входящих в состав СИКНС четкие и соответствуют требованиям эксплуатационной документации;
- требованиям по защите СИ, входящих в состав СИКНС, от несанкционированного вмешательства согласно описанию типа СИ

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

## 7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СИКНС

7.1 При подготовке к поверке выполняют следующие работы:

- проверка выполнения условий пункта 3, пункта 4, пункта 5 и пункта 6 настоящей инструкции;
- подготовка к работе СИКНС и средств поверки согласно их эксплуатационных документов;
- проверяют комплектность технической документации:
  - руководства по эксплуатации СИКНС;
  - паспорта (формуляра) на СИКНС;
  - паспортов (формуляров) на СИ, входящих в состав СИКНС;

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

- свидетельств о поверке СИ, входящих в состав СИКНС в соответствии с НД действующими на момент поверки;
- методика поверки СИКНС.

## 7.2 Опробование

7.2.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКНС в соответствии с технологической инструкцией на СИКНС, возможность получения отчета.

7.2.2. Проверяют герметичность гидравлической части СИКНС.

7.2.3 На элементах и компонентах СИКНС не должно быть следов протечек нефтегазоводяной смеси.

Результаты операции поверки считаются положительными, если действие и взаимодействие компонентов СИКНС осуществляется в соответствии с технологической инструкцией на СИКНС, подтверждена возможность получения отчета, подтверждена герметичность гидравлической части СИКНС и на элементах и компонентах СИКНС не должно быть следов протечек нефтегазоводяной смеси

## 8 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СИКНС

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

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

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

8.3 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО СИКНС (идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер ПО) и цифровой идентификатор ПО) соответствуют идентификационным данным, указанным таблице 4, в противном случае результаты поверки признают отрицательными

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	LNGm r273.be x	mDLL. dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.2.5.1 6
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	406 9091 340	313310 9068	335458 5224	23335 58944	168625 7056	255528 7759	362319 064	ef9f81 4ff4180 d55bd9 4d0deb d230d7 6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32							MD5

## 9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИКНС

9.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКНС, проводят поэлементным способом в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

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

Результат определения МХ СИ считают положительным если все СИ, входящие в состав СИКНС, имеют действующий знак поверки и (или) свидетельство (сертификат) о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

## 10 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СИКНС МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

10.1 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси,  $\delta_{Mc}$ , %, принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений счетчика-расходомера массового кориолисового «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

Относительная погрешность СРМ на рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) в диапазоне расхода не должна превышать  $\pm 0,25$  %, относительная погрешность СРМ на контрольно-резервной ИЛ в точке расхода не должна превышать  $\pm 0,20$  %.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси не должны превышать  $\pm 0,25$ %.

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

10.2.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси  $\delta_{Mn}$ , %, вычисляют в соответствии с методикой измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Богатырёвская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2021.40401) по формуле:

$$\delta_{Mn} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{Mc}^2 + \left(\frac{\Delta W_{сг}}{1 - \frac{W_{сг}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{рг}}{1 - \frac{W_{рг}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{в}}{1 - \frac{W_{в}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{хс}}{1 - \frac{W_{хс}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{мп}}{1 - \frac{W_{мп}}{100}}\right)^2}, \quad (1)$$

- где  $\delta_{Mc}$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, измеренной СРМ, %;
- $\Delta W_{сг}$ <sup>2)</sup> – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли свободного газа в нефтегазоводяной смеси, %;
- $W_{сг}$ <sup>3)</sup> – массовая доля остаточного свободного газа в нефтегазоводяной смеси, %;
- $\Delta W_{рг}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;
- $W_{рг}$  – массовая доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;
- $\Delta W_{в}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;
- $W_{в}$  – массовая доля воды в нефтегазоводяной смеси, %;
- $\Delta W_{хс}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной

2) так как свободный газ отсутствует, то  $\Delta W_{сг}$  при расчетах не учитывают.

3) так как свободный газ отсутствует, то  $W_{сг}=0$



нефтегазоводяной смеси, %.

$W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %, определяемая в соответствии с ГОСТ 21534.

$W_{мп}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %;

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

$$\Delta W_{рг} = \pm \frac{\Delta \varphi_{рг} \cdot \rho_{г}}{\left(1 - \frac{\varphi_{в}}{100}\right) \cdot \rho_{н}^{ст} + \frac{\varphi_{в}}{100} \cdot \rho_{в}^p} \cdot 100, \quad (2)$$

где  $\Delta \varphi_{рг}$  – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях по МИ 2575, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

$\rho_{н}^{ст}$  – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м<sup>3</sup>, определяемая в лаборатории по ГОСТ 3900 или по Р 50.2.075.

Массовую долю растворенного газа в нефтегазоводяной смеси  $W_{рг}$ , %, рассчитывают по формуле:

$$W_{рг} = \frac{\varphi_{рг} \cdot \rho_{г}}{\rho_{н}^p} \cdot 100, \quad (3)$$

где  $\varphi_{рг}$  – содержание растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, определяемое в соответствии с МИ 2575, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$\rho_{г}$  – плотность газа в стандартных условиях, вычисленная по ГОСТ 31369, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{н}^p$  – плотность нефтегазоводяной смеси, кг/м<sup>3</sup>, приведенная к рабочим условиям при давлении и температуре в ИЛ.

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

$$\rho_{н}^p = \rho_{он}^p \cdot \left(1 - \frac{\varphi_{в}}{100}\right) + \rho_{в}^p \cdot \frac{\varphi_{в}}{100} \quad (4)$$

где  $\rho_{он}^p$  – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>, вычисленная согласно таблицам Р 50.2.076.

$\varphi_{в}$  – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, измеренная ВП или в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, по ФР.1.31.2014.17851 или влагомером сырой нефти лабораторным (далее – ВСН-Л) (в зависимости от выбранного метода измерений).

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

$$\rho_{в}^p = \rho_{в}^{лаб} \cdot \frac{CTL_{в}(t_p)}{CTL_{в}(t_{лаб})} \quad (5)$$

где  $\rho_{в}^{лаб}$  – плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м<sup>3</sup>;

$CTL_{в}(t_p)$ , – поправочные коэффициенты плотности от температуры, для

$CTL_{в}(t_{лаб})$  – 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  $CTL_{в}(t)$  вычисляют по формуле:

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

где

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

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

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

Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси  $W_B$ , %, при измерении объемной доли воды с помощью влагомера поточного (далее – ВП), или в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, ФР.1.31.2014.17851 или ВСН-Л (в зависимости от выбранного метода измерений), рассчитывают по формуле:

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B^p}{\rho_H^p}, \quad (9)$$

где  $\rho_B^p$  – плотность пластовой воды,  $\text{кг/м}^3$ , приведенная к рабочим условиям при давлении и температуре в ИЛ.

10.2.3 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси  $\Delta W_B$ , %, при применении ВП определяют по формуле:

$$\Delta W_B = \pm \frac{\Delta \varphi_{\text{ов}} \cdot \rho_B^p}{\rho_H^p}, \quad (10)$$

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

При измерении объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448 или ФР.1.31.2014.17851 пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси  $\Delta W_B$ , % определяют по формуле:

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_{\text{вл}} \cdot \rho_B^{\text{лаб}}}{\left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot \rho_H^{\text{ст}} + \frac{\varphi_B}{100} \cdot \rho_B^{\text{лаб}}}, \quad (11)$$

где  $\Delta \varphi_{\text{вл}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, %.

При измерении объемной доли воды в лаборатории по ФР.1.31.2014.17851,  $\Delta \varphi_{\text{вл}}$ , %, определяют по формуле

$$\Delta \varphi_{\text{вл}} = \frac{\delta_{\text{ов}} \cdot \varphi_B}{100}, \quad (12)$$

где  $\delta_{\text{ов}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, принимаемые равными пределам допускаемой относительной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, %.

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

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

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

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

$$W_{\text{хс}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho_H^{\text{ст}}}, \quad (14)$$

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

$\rho_H^{\text{ст}}$  – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям,  $\text{кг/м}^3$ , 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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (15)$$

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.

10.2.5 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:

пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером поточным, в диапазоне объемной доли воды:

от 0 % до 5 %	± 1,38 %;
свыше 5 % до 15 %	± 1,54 %;
свыше 15 % до 35 %	± 2,00 %;
свыше 35 % до 55 %	± 3,58 %;
свыше 55 % до 65 %	± 4,60 %;
свыше 65 % до 70 %	± 5,36 %;
свыше 70 % до 85 %	± 16,07 %;
свыше 85 % до 95 %	± 48,20 %.

пределы допускаемой относительной погрешности измерений нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в испытательной (химико-аналитической) лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, в диапазоне объемной доли воды:

от 0,03 % до 5,00 %	± 1,20 %;
свыше 5 % до 15 %	± 4,14 %;
свыше 15 % до 35 %	± 5,41 %;
свыше 35 % до 40 %	± 5,87 %.

пределы допускаемой относительной погрешности измерений нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в испытательной (химико-аналитической) лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, в диапазоне объемной доли воды:

свыше 40 % до 55 %	± 39,13 %;
свыше 55 % до 65 %	± 59,51 %;
свыше 65 % до 70 %	± 74,81 %.

пределы допускаемой относительной погрешности определения нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти лабораторным, не более, в диапазоне объемной доли воды в нефти:

от 0,1 % до 5,0 %	± 0,44 %;
свыше 5 % до 15 %	± 0,80 %;
свыше 15 % до 35 %	± 1,03 %;
свыше 35 % до 55 %	± 1,81 %;
свыше 55 % до 65 %	± 2,31 %;
свыше 65 % до 70 %	± 2,69 %;
свыше 70 % до 85 %	± 6,43 %;
свыше 85 % до 95 %	± 12,86 %.

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

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

## 11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 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».

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

11.3 При отрицательных результатах поверки СИКНС выдают извещение о непригодности<sup>4)</sup> к применению СИКНС.

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

---

<sup>4)</sup> 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 на УПСВ «Богатыревская»  
АО «Самаранефтегаз», 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.п. 7.2 МП) (соответствует/не соответствует) \_\_\_\_\_

3. Подтверждение идентификации и защиты 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		
Другие идентификационные данные		

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

## 4. Определение метрологических характеристик СИКНС (п. 9 МП)

## 4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС

Средство измерений	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

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

## 5. Подтверждение метрологических характеристик СИКНС (п. 10 МП)

5.1 Относительная погрешность измерения массы нефтегазоводяной смеси СРМ, установленного на рабочей линии, не превышает: \_\_\_\_\_

Относительная погрешность измерения массы в составе нефтегазоводяной смеси СРМ, установленного на контрольно-резервной линии, не превышает: \_\_\_\_\_

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

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

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

**Заключение:** система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Богатыревская» АО «Самаранефтегаз» признана (годной/не годной) \_\_\_\_\_ к дальнейшей эксплуатации.

Должность лица, проводившего поверку: \_\_\_\_\_  
должность подпись

Дата поверки: «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_