



СИБИНТЕК

СОГЛАСОВАНО

**Директор по АСУТП и метрологии
ООО ИЖ «СИБИНТЕК»**


_____ **В.В. Фурсов**

« 25 » _____ **2021 г.**

м.п. «Сибирская
Интернет
Компания»

ИНСТРУКЦИЯ

**Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ
НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ НА ЦППН № 2
УПСВ «МОЧАЛЕЕВСКАЯ»
АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»**

Методика поверки

МП 20-01653-24-2021

**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 ЦППН № 2 УПСВ «Мочалеевская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), зав № 494882, 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.

Интервал между поверками – три года.

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 0,05 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 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 ¹⁾ 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 - 40 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 0,1 до 4,0 от 0 до + 40 от 0 до 30

¹⁾ при соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

Наименование характеристики	Значение
температуры измеряемой среды, мм ² /с	
- плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	от 845 до 875
- объемная доля воды, %	от 0 до 100
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 100 до 5 000
- массовая доля механических примесей, %	от 0,01 до 0,05
- содержание растворенного газа, м ³ /м ³	от 0 до 10
- 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»
Преобразователь давления измерительный СДВ (ФИФОЕИ № 28313-11)	МП 16-221-2009 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные СДВ. Методика поверки», утверждена ФГУП «УНИИМ» в 2009 г.
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
Расходомер-счётчик жидкости «РВШ-ТА» (ФИФОЕИ № 78390-20)	МП 208-060-2019 «ГСИ. Расходомеры-счетчики жидкости «РВШ-ТА». Методика поверки», утверждена ФГУП ВНИИМС 24.12.2019
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

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 дефектов²⁾, 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;

²⁾ 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 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.

8.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации: 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	Aba k.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	CRC32							MD5

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
вычисления цифрового идентификатора		

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, δ_{M_c} , %, 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, δ_{M_n} , %, вычисляют в соответствии с методикой измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ЦППН № 2 УПСВ «Мочалеевская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2021.40724) по формуле

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

где δ_{M_c} – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, измеренной СРМ, %;

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

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

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

W_{rg} – массовая доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %;

- ΔW_{xc} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %.
- W_{xc} – массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %, определяемая в соответствии с ГОСТ 21534.
- $\Delta W_{п}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %;
- $W_{п}$ – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, %, определяемая в лаборатории по ГОСТ 6370.

10.2.2 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси ΔW_{MB} , %, при применении влагомера поточного (далее – ВП) или ВСН-Л определяют по формуле:

$$\Delta W_{MB} = \pm \frac{\Delta W_{OB} \cdot \rho_B^p}{\rho_{CH}^p}, \quad (2)$$

где ΔW_{OB} – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности ВП или ВСН-Л (в зависимости от выбранного метода измерений), %;

ρ_B^p – плотность пластовой воды в рабочих условиях, кг/м³;

ρ_{CH}^p – плотность нефтегазоводяной смеси, приведенная к рабочим условиям, кг/м³.

Плотность пластовой воды в рабочих условиях ρ_B^p , кг/м³, вычисляют по формуле:

$$\rho_B^p = \rho_B^{лаб} \cdot \frac{CTL_B(t_p)}{CTL_B(t_{лаб})} \quad (3)$$

- где $\rho_B^{лаб}$ – плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м³;
- $CTL_B(t_p)$, – поправочные коэффициенты плотности от температуры, для температуры t_p и $t_{лаб}$ соответственно;
- t_p – температура нефтегазоводяной смеси в ИЛ при измерении массы нефтегазоводяной смеси с применением СРМ, °С;
- $t_{лаб}$ – температура нефтегазоводяной смеси в лаборатории, при которой проводится измерение плотности воды, °С.

Коэффициент $CTL_B(t)$ вычисляют по формуле:

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

где

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

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

Примечание - При проведении расчетов по формулам (3) – (6) за значение t принимают t_p и $t_{лаб}$ соответственно.

Плотность нефтегазоводяной смеси ρ_{CH}^p , кг/м³, приведенную к рабочим условиям, рассчитывают по формуле:

$$\rho_{CH}^p = \rho_H^p \cdot \left(1 - \frac{W_{OB}}{100}\right) + \rho_B^p \cdot \frac{W_{OB}}{100} \quad (7)$$

где ρ_H^p – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях, кг/м³, вычисленная согласно таблицам Р 50.2.076.

W_{OB} – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, измеренная ВП, ВСН-Л или в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, по ГОСТ 2477 или по ФР.1.31.2014.17851 (в зависимости от выбранного метода измерений);

При измерении объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории по ГОСТ 2477, пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, $\Delta W_{\text{мв}}$, % определяют по формуле:

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

где $\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}$ – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведённая к стандартным условиям, кг/м^3 , определяемая в лаборатории по ГОСТ 3900 или по Р 50.2.075;
 $R_{\text{в}}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, %;
 $\Gamma_{\text{в}}$ – сходимость метода по ГОСТ 2477, %.

При измерении объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, $\Delta W_{\text{мв}}$, % определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{мв}} = \frac{\Delta W_{\text{вл}} \cdot \rho_{\text{в}}^{\text{лаб}}}{\left(1 - \frac{W_{\text{ов}}}{100}\right) \cdot \rho_{\text{н}}^{\text{ст}} + \frac{W_{\text{ов}}}{100} \cdot \rho_{\text{в}}^{\text{лаб}}}, \quad (9)$$

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

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси, $\Delta W_{\text{вл}}$, по ФР.1.31.2014.17851, %, определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{вл}} = \frac{\delta_{\text{ов}} \cdot W_{\text{ов}}}{100}, \quad (10)$$

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, %.

При измерении массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси в лаборатории по ФР.1.31.2014.17851 пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в НГС, $\Delta W_{\text{мв}}$, % определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{мв}} = \frac{\delta_{\text{мв}} \cdot W_{\text{мв}}}{100}, \quad (11)$$

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

Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси $W_{\text{мв}}$, %, при измерении объемной доли воды с помощью ВП, ВСН-Л или в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, по ГОСТ 2477 или по ФР.1.31.2014.17851 (в зависимости от выбранного метода измерений), рассчитывают по формуле:

$$W_{\text{мв}} = \frac{W_{\text{ов}} \cdot \rho_{\text{в}}^{\text{п}}}{\rho_{\text{сн}}^{\text{п}}}, \quad (12)$$

10.2.3 Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси $W_{\text{мв}}$, %, при измерении массовой доли воды в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, по ГОСТ 2477 или по ФР.1.31.2014.17851 (в зависимости от выбранного метода измерений) принимают равной массовой доли воды, полученной при измерении в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, по ГОСТ 2477 или по ФР.1.31.2014.17851.

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

$$\Delta W_{\text{рг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{сн}}^{\text{п}}} \cdot 100, \quad (13)$$

где $\Delta V_{\text{рг}}$ – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема

нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях по МИ 2575, м³/м³.

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

$$W_{рг} = \frac{V_{рг} \cdot \rho_{г}}{\rho_{сн}} \cdot 100, \quad (14)$$

где $V_{рг}$ – содержание растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, определяемое в соответствии с МИ 2575, м³/м³;
 $\rho_{г}$ – плотность газа в стандартных условиях, вычисленная по ГОСТ 31369, кг/м³.

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

$$\Delta W_{хс} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{хс}}{\rho_{н}^{ст}}, \quad (15)$$

где $\Delta \varphi_{хс}$ – 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 $W_{хс}$, %, вычисляют по формуле:

$$W_{хс} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{хс}}{\rho_{н}^{ст}}, \quad (16)$$

где $\varphi_{хс}$ – концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, мг/дм³ (г/м³), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534;
 $\rho_{н}^{ст}$ – плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведённая к стандартным условиям, кг/м³, определяемая в лаборатории по ГОСТ 3900 или по Р 50.2.075.

10.2.5 Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего параметра нефтегазоводяной смеси (массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей) абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле:

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (17)$$

где R^3 – предел воспроизводимости методов определения параметров нефтегазоводяной смеси;
 r – предел сходимости методов определения показателей параметров нефтегазоводяной смеси.

Значения R и r приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно.

10.2.6 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 в нефтегазоводяной смеси:

от 0 % до 5 %	± 1,00 %;
св. 5 % до 15 %	± (0,15 $W_{ов}$ +0,25) %;
св. 15 % до 35 %	± (0,075 $W_{ов}$ +1,375) %;
св. 35 % до 55 %	± (0,15 $W_{ов}$ -1,25) %;
св. 55 % до 65 %	± (0,3 $W_{ов}$ -9,5) %;
св. 65 % до 70 %	± 10,00 %;
св. 70 % до 85 %	± 15,47 %;
св. 85 % до 95 %	± 46,41 %;

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

св. 95 % до 97%

± 77,35 %.

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной (химико-аналитической) лаборатории по ГОСТ 2477 в диапазоне объемной доли воды:

от 0 до 5 %

± 0,63 %;

св. 5 % до 10 %

± 0,66 %.

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении массовой доли воды в ней в испытательной (химико-аналитической) лаборатории по ГОСТ 2477 в диапазоне объемной доли воды:

от 0 до 5 %

± 0,44 %;

св. 5 % до 10 %

± 0,50 %.

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

от 0,03 до 5 %

± 1,17 %;

св. 5 % до 15 %

± 3,99 %;

св. 15 % до 35 %

± 5,22 %;

св. 35 % до 40 %

± 5,66 %.

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

от 0,03 до 5 %

± 0,65 %;

св. 5 % до 15 %

± 3,31 %;

св. 15 % до 32 %

± 4,40 %.

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

св. 40 % до 55 %

± 37,72 %;

св. 55 % до 65 %

± 57,34 %;

св. 65 % до 70 %

± 72,07 %.

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

св. 32 % до 35 %

± 20,83 %;

св. 35 % до 55 %

± 37,81 %;

св. 55 % до 65 %

± 57,46 %;

св. 65 % до 70 %

± 72,19 %.

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

от 0,1 % до 5,0 %

± 0,43 %;

св. 5 % до 15 %

± 0,78 %;

св. 15 % до 35 %

± 0,99 %;

св. 35 % до 55 %

± 1,74 %;

св. 55 % до 65 %

± 2,23 %;

св. 65 % до 70 %

± 2,59 %;

св. 70 % до 85 %

± 6,19 %;

св. 85 % до 95 %

± 12,38 %;

св. 95 % до 99%

± 46,41 %.

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при содержании объемной доли воды в нефти свыше 99 % не нормированы.

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 положительные.

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 непригодности⁴⁾ к применению СИКНС.

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

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

Приложение 1

(рекомендуемое)

Протокол № _____
 (рекомендуемое)
 поверки системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ЦППН № 2 УПСВ «Мочалевская» 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 поверки 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 нефтегазовой смеси СРМ, установленного на рабочей линии, не превышает: _____
- Относительная погрешность измерения массы в составе нефтегазовой смеси СРМ, установленного на контрольно-резервной линии, не превышает: _____

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

- 5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазовой смеси

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

Заключение: система измерений количества и параметров нефтегазовой смеси на ЦПП № 2 УПСВ «Мочалевская» АО «Самаранефтегаз» признана (годной/не годной) _____ к дальнейшей эксплуатации.

Должность лица, проводившего поверку: _____ ДОЛЖНОСТЬ _____ ПОДПИСЬ

Дата поверки: « ____ » _____ 20 ____