

РАЗРАБОТАНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Журавлев А.И., Лысак М.В.

УТВЕРЖДЕНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

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 «Бобровская» АО «Оренбургнефть» (далее – СИКНС), зав. № 18030, 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 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 (ГЭТ63-2019), 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 см² (ГЭТ43-2013) 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 в диапазоне от 0 до 3200 °С ГЭТ34-2020, 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 ГЭТ87-2011, 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 ГЭТ4-91, 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.

Таблица 2 – Основные характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
1	2
Рабочий диапазон расхода через УУН: - массового расхода по ИЛ №1, т/ч - массового расхода по ИЛ №2, т/ч	от 59 до 118 от 59 до 118
Измеряемая среда	Нефтегазоводяная смесь
Количество измерительных линий (далее – ИЛ), шт	2 (1 рабочая ИЛ 1, 1 контрольно-резервная ИЛ 2)

¹⁾ При соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

Продолжение таблицы 2 – Основные характеристики СИКНС и измеряемой среды

1	2
- Температура нефтегазоводяной смеси, °С	От + 5 до + 40
- Объемная доля воды, %, не более	10
- Плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м ³	От 1129 до 1137
Кинематическая вязкость, мм ² /с, (сСт)	
- максимальная (при минимальной температуре)	10,011
- Плотность нефтегазоводяной смеси, кг/м ³	от 1129 до 1137
- Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	2327,37
- Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1191
- Содержание растворенного газа, мЗ/мЗ, не более	20
- Содержание свободного газа, %	Отсутствует
Режим работы СИКНС	Непрерывный
Параметры электропитания:	
- напряжение переменного тока, В	(380±38)/(220±22)
- частота питающей сети, Гц	50±1
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	
- минимальное	0,8
- рабочее	1,2
- максимальное	3,0
Условия эксплуатации:	
- окружающей среды, °С	От - 43 до + 42
Средний срок службы системы, лет	10

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
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF300	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 компакт-прувером 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».

Продолжение таблицы 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
1	2
Датчик давления Метран-150TG3	МП 4212-012-2013 Датчики давления Метран-150. Методика поверки. Утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ», 11 ноября 2013г.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм2	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки». Утверждена ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 года.
Расходомер-счетчик ультразвуковой Optisonic 3400 DN 25	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 «ОКТОПУС-Л»	МП 0177-2-2014 Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»). Методика поверки. Утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» с изменениями №1, утверждённая ФГУП «ВНИИР» 26 января 2018г.
Датчик температуры Rosemount 644 в составе: 1. Преобразователь измерительный Rosemount 644; 2. Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 3144, 644. Методика поверки» ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»

5.3 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 проводится 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 ПОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

9.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) СИКНС.

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО АРМ оператора		ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	SIKNS.dll	TRULibrary.dll	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0	1.0.0.0	6.15
Цифровой идентификатор ПО	081ac2158c73492a d0925db1035a0e71	1b1b93573f8c9188 cf3aafaa779395b8	5ED0C426
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5		CRC32

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 установок)	Состав ИК		Диапазон измерений (т/ч)	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1, 2	ИК массового расхода нефтегазоводяной смеси	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF300	Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей «ОКТОПУС-Л»	От 59 до 118	$\pm 0,25\%$ ¹⁾ ($\pm 0,20\%$) ²⁾

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 1, и ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве резервного.

²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве контрольного.

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 $\pm 0,25\%$

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

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

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

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

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

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

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

W_{PG} - массовая доля растворенного газа 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, %;

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

$$\Delta W_{\text{МВ}} = \pm \frac{\Delta W_{\text{ОВ}} \cdot \rho_{\text{В}}^{\text{Р}}}{\rho_{\text{СН}}^{\text{Р}}}, \quad (3)$$

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

$\rho_{\text{СН}}^{\text{Р}}$ - плотность нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях, кг/м³;

$\rho_{\text{В}}^{\text{Р}}$ - плотность воды при рабочих условиях, кг/м³;

Плотность пластовой воды в рабочих условиях $\rho_{\text{В}}^{\text{Р}}$, кг/м³, вычисляют по формуле:

$$\rho_{\text{В}}^{\text{Р}} = \rho_{\text{В}}^{\text{лаб}} \cdot \frac{\text{СТЛ}_{\text{В}}(t_{\text{Р}})}{\text{СТЛ}_{\text{В}}(t_{\text{лаб}})} \quad (4)$$

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

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

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

где

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

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

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

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

$$\rho_{\text{СН}}^{\text{Р}} = \rho_{\text{Н}}^{\text{Р}} \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{ОВ}}}{100}\right) + \rho_{\text{В}}^{\text{Р}} \cdot \frac{W_{\text{ОВ}}}{100} \quad (8)$$

где $\rho_{\text{Н}}^{\text{Р}}$ - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях, кг/м³, вычисленная согласно таблицам Р 50.2.076.
 $W_{\text{ОВ}}$ - объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, измеренная ВП или в лаборатории по ГОСТ 2477 (в зависимости от выбранного метода измерений);

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:

$$\Delta W_{\text{МВ}} = \frac{\rho_{\text{В}}^{\text{лаб}}}{\left(1 - \frac{W_{\text{ОВ}}}{100}\right) \cdot \rho_{\text{Н}}^{\text{СТ}} + \frac{W_{\text{ОВ}}}{100} \cdot \rho_{\text{В}}^{\text{лаб}}} \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{В}}^2 - r_{\text{В}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

где $\rho_{\text{Н}}^{\text{СТ}}$ - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведённая к стандартным условиям, кг/м³, определяемая в лаборатории по ГОСТ 3900 или по Р 50.2.075;
 $R_{\text{В}}$ - воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, %;
 $r_{\text{В}}$ - сходимости метода по ГОСТ 2477, %.

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

$$W_{\text{МВ}} = \frac{W_{\text{ов}} \cdot \rho_{\text{В}}^{\text{р}}}{\rho_{\text{сн}}^{\text{р}}}, \quad (10)$$

где $W_{\text{ов}}$ - объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %.

$\rho_{\text{сн}}^{\text{р}}$ - плотность нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях, кг/м³;

$\rho_{\text{В}}^{\text{р}}$ - плотность воды при рабочих условиях, кг/м³;

Массовую долю воды в нефтегазоводяной смеси $W_{\text{МВ}}$, %, при измерении массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477 принимают равной массовой доли воды, полученной при измерении в лаборатории по ГОСТ 2477.

При ремонте и отказе обоих влагомеров массовую долю пластовой воды в нефтегазоводяной смеси определяют в лаборатории по ГОСТ 2477.

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

$$\Delta W_{\text{рг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{Г}}}{\rho_{\text{сн}}^{\text{р}}} \cdot 100, \quad (11)$$

где $\Delta V_{\text{рг}}$ - пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях;

$\rho_{\text{Г}}$ - плотность газа в стандартных условиях, кг/м³

$W_{\text{рг}}$ - массовая доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, %, рассчитывают по формуле:

$$W_{\text{рг}} = \frac{V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{Г}}}{\rho_{\text{сн}}^{\text{р}}} \cdot 100, \quad (12)$$

где $V_{\text{рг}}$ - объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, м³/м³;

$\rho_{\text{Г}}$ - плотность газа в стандартных условиях, кг/м³;

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

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

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:

$$W_{\text{хс}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{СТ}}}, \quad (14)$$

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, приведённая 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

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

- где R ³⁾ – предел воспроизводимости методов определения параметров нефтегазоводяной смеси;
- r – предел сходимости (повторяемости) методов определения показателей параметров нефтегазоводяной смеси.

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

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

$\pm 0,35$ при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси от 0 до 5 %;

$\pm 0,4$ при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси от 5 до 10 %;

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефтегазоводяной смеси при измерении массовой доли воды в лаборатории, при содержании воды в нефтегазоводяной смеси, %:

$\pm 0,69$ при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси от 0 до 5 %;

$\pm 1,1$ при объемной доле воды в нефтегазоводяной смеси от 5 до 10 %.

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 непригодности⁴⁾ 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 пломбируется 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».

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

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 № _____

поверки Системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Бобровская» 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. 7.3 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 «Бобровская» АО «Оренбургнефть» признана (годной/не годной) к дальнейшей эксплуатации.

Должность лица, проводившего поверку:

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Дата поверки: «____» _____ 20__ г.