

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии  
(Росстандарт)  
Федеральное бюджетное учреждение  
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний  
в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра,  
Ямало-Ненецком автономном округе»  
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

УТВЕРЖДАЮ



Заместитель руководителя  
ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»  
Заместитель директора по метрологии  
\_\_\_\_\_ Р. О. Сулейманов  
«12» \_\_\_\_\_ 2015 г.

Государственная система обеспечения единства измерений  
УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ «МЕРА-ММ.91»

Методика поверки

г.р. 60779-15

2015 г.

Разработана



ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Инженер по метрологии  
М. Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные «Мера-ММ.91» (далее – установки) и устанавливает методику их первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками установок: четыре года.

## **1 Операции поверки**

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (п.п. 6.1);

1.2 Опробование (п.п. 6.2);

1.3 Определение метрологических характеристик (далее – МХ):

1.3.1 Определение МХ средств измерений (далее – СИ), входящих в состав установок (п.п. 6.3.1);

1.3.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти (п.п. 6.3.2)

1.3.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтяного газа (п.п. 6.3.3)

1.3.4 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды (п.п. 6.3.4).

## **2 Средства поверки**

2.1 Перечень основного поверочного оборудования:

- рабочий эталон 2-го разряда единицы массового расхода газожидкостных смесей регистрационный номер 3.2.ГНЭ.0001.2014, регистрационный номер 3.2.ГНЭ.0002.2014, расход газожидкостных смесей от 1 до 100 т/ч, с пределом допускаемой относительной погрешности при измерении: массового расхода газожидкостных смесей не более  $\pm 2\%$ , объемного расхода газа не более  $\pm 3\%$ .

## **3 Требования безопасности**

При проведении поверки соблюдают требования, установленные:

- Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- Правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- Правилами технической эксплуатации электроустановок;
- Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

## **4 Условия поверки**

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на поверку СИ, входящих в состав установки.

## **5 Подготовка к поверке**

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации установки и НД на поверку СИ, входящих в состав установки.

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Внешний осмотр

6.1.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие установки следующим требованиям:

- комплектность установки должна соответствовать технической документации;
- на компонентах установки не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах установки должны быть четкими и соответствующими технической документации;
- целостность поверительных пломб.

6.1.2 Результаты осмотра считают удовлетворительными, если выполняются вышеуказанные требования.

6.1.3 В случае неудовлетворительных результатов внешнего осмотра поверку прекращают.

### 6.2 Опробование

6.2.1 Опробование СИ, входящих в состав установки, проводят в соответствии с НД на их поверку СИ.

6.2.2 Опробование установки проводят с помощью рабочего эталона 2-го разряда единицы массового расхода газожидкостных смесей 3.2.ГНЭ.0001.2014, 3.2.ГНЭ.0002.2014.

Для этого подключают установку к эталону.

Подготавливают установку к работе в соответствии с Руководством по эксплуатации.

Устанавливают расход жидкости и газа через установку соответствующий среднему значению расхода жидкости и газа поверяемой установки.

### 6.2.3 Подтверждение соответствия ПО.

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИУ «Мера-ММ.91» необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для контроллеров, входящих в ее состав.

В главном меню на сенсорной панели ИУ «Мера-ММ.91» нажать кнопку «Версия ПО». В открывшемся на сенсорной панели окне отобразится наименование и номер версии встроенного ПО контроллера (Рис.1., Рис. 2., Рис. 3., Рис. 4.).

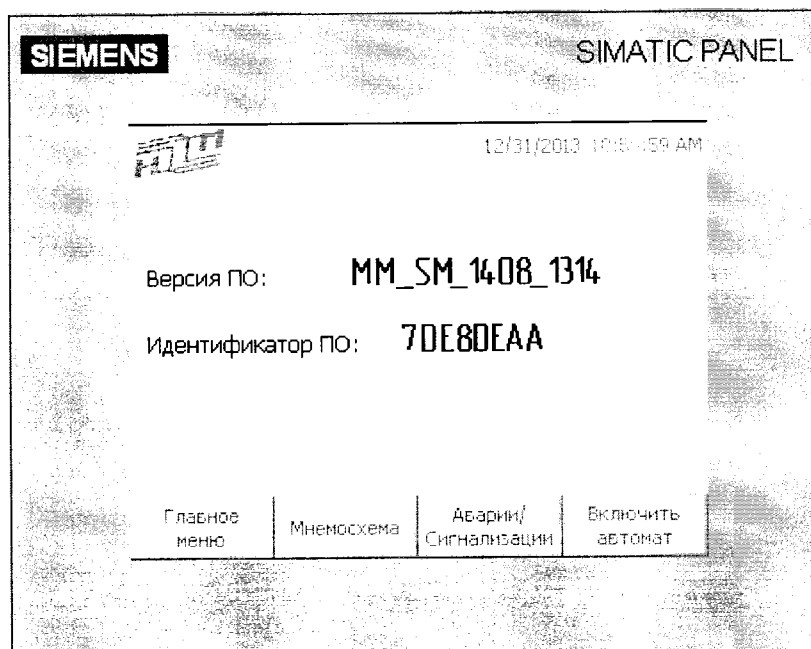


Рис. 1: Вид окна «Версия ПО» для контроллеров Simatic

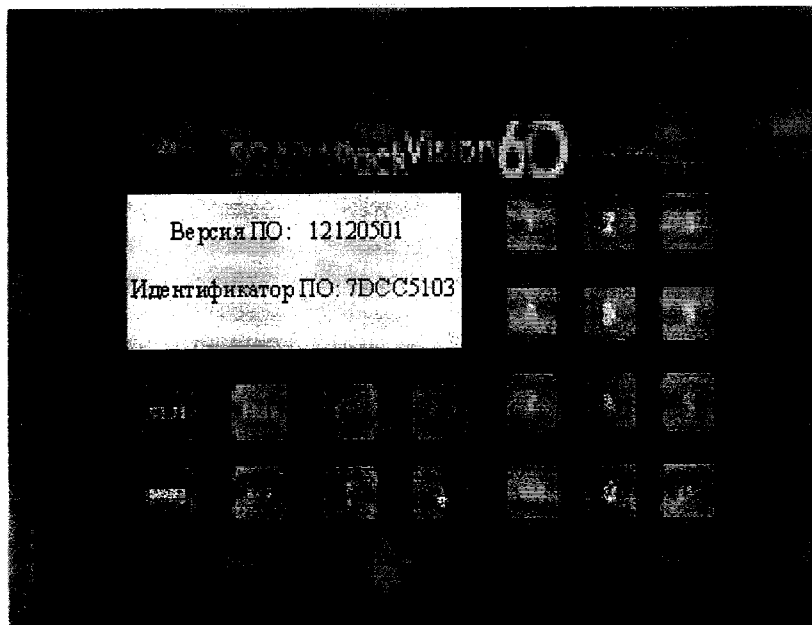


Рис. 2: Вид окна «Версия ПО» для контроллеров SCADAPack

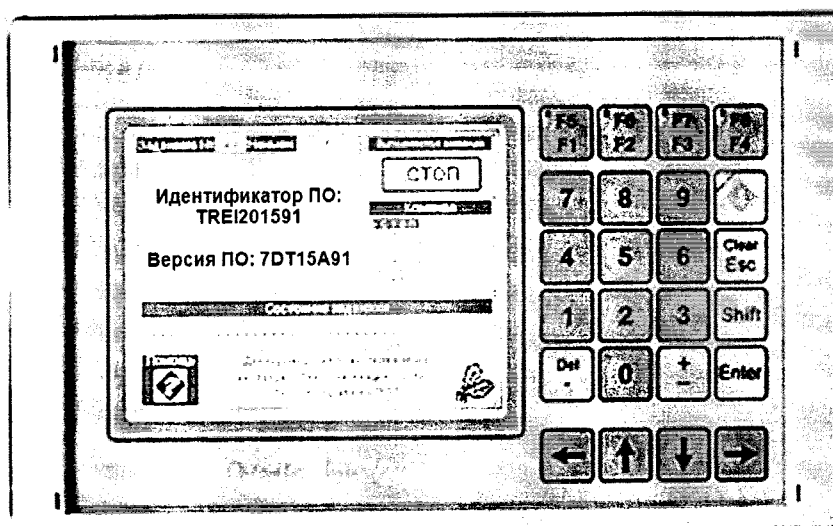


Рис. 3: Вид окна «Версия ПО» для комплексов измерительно-вычислительных на базе устройств программного управления TREI-5B

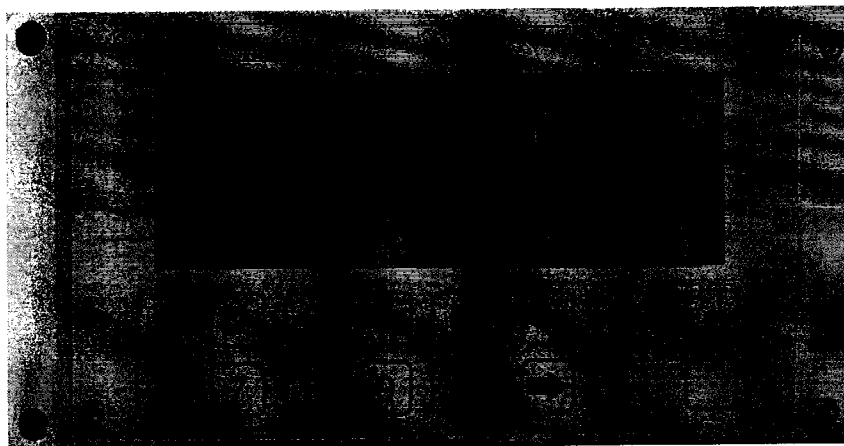


Рис. 4: Вид окна «Версия ПО» для контроллеров механизированного куста скважин КМКС

Идентификационные данные ПО заносят в протокол по форме приложения 1.

Результаты опробования установки считают удовлетворительными, если при увеличении/уменьшении значения параметров потока соответствующим образом изменялись

показания установки, а идентификационные данные программного обеспечения соответствуют установленным во время проведения испытаний в целях утверждения типа.

### 6.3 Определение МХ

6.3.1 Определение МХ СИ, входящих в состав установки, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	Документ на методику поверки
Счетчики – расходомеры массовые Micro Motion	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утверждена ВНИИМС 25.07.2010 г.
Счетчики – расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	МП 27054-09 «Инструкция. ГСИ. Счетчики - расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS. Методика поверки расходомерной поверочной установкой», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР», 10 апреля 2009 г.
Расходомеры кориолисовые массовые OPTIMASS	МП РТ 1720-2012 «ГСИ. Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 15 марта 2012 г.
Расходомеры массовые Promass	«ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Promass. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2011 г.
Счетчики - расходомеры массовые ЭЛМЕТРО – Фломак	3124.0000.00 МП «Расходомеры-счетчики массовые ЭЛМЕТРО-Фломак. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 15.06.2011 г.
Счетчики-расходомеры массовые Эмис-Масс 260	«Инструкция. ГСИ. Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260». Методика поверки». ЭМ-260.000.000.000 МП, согласованная ГЦИ СИ «Тест ПЭ» 2 декабря 2009 г.
Счетчики-расходомеры массовые МИР	МП 48964-12 «Инструкция. ГСИ. Счетчики - расходомеры массовые МИР. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 19 сентября 2011 г.
Счетчики газа вихревые СВГ	311.00.00.000-03 МИ «ГСИ. Счетчики газа вихревые СВГ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ "Тюменский ЦСМ" в августе 2012г.
Датчик расхода газа ДРГ.М	311.01.00.000 МИ «Рекомендация. ГСИ. Датчики расхода газа ДРГ.М. Методика поверки», утверждена ФГУП ВНИИР в июне 2006 г.
Счетчики газа DYMETIC-9423	Инструкция «ГСИ. Счетчики газа «DYMETIC-9423». Методика поверки» 9423.00.000 МП, утвержденная ГЦИ СИ ФГУ «Тюменский ЦСМ» 26.02.2009 г.
Преобразователи расхода вихревые Эмис-Вихрь 200	ЭВ-200.000.000.000.00 МП «Инструкция. Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)», утвержденным ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ» 3 июня 2014 г.

Продолжение таблицы 1

1	2
Расходомер Turbo Flow GFG	МП 57146-14 «Расходомеры Turbo Flow GFG. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 12 декабря 2013 г.
Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые Turbo Flow UFG	МП 56432-14 «Расходомеры – счетчики газа ультразвуковые Turbo Flow UFG. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2013 г.
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утверждённая руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 7300	МП РТ 1849-2012 «Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 7300. Методика поверки», утверждённому руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 28 декабря 2012 г.
Расходомеры-счетчики вихревые OPTISWIRL 4070	МП РТ 1719-2012 «ГСИ. Расходомеры-счётчики вихревые OPTISWIRL 4070. Методика поверки», утверждённому ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 09 апреля 2012 г.
Влагомеры поточные L и F	МП 0090-6-2013 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные моделей L и F. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 2 декабря 2013 года.
Влагомер сырой нефти ВСН-АТ	Методика поверки, утвержденная ГЦИ СИ в декабре 2009г. являющаяся разделом Руководства по эксплуатации.
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	Рекомендация «ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ВНИИР 14.07.2007 г.
Измеритель обводненности Red Eye	«Инструкция. ГСИ. Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase. Методика поверки», Разработанная и утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
Комплексы измерительно-вычислительные на базе устройств программного управления TREI-5B	МП 19767-12 «Комплексы измерительно-вычислительные на базе устройств программного управления «TREI-5B». Методика поверки», утвержденная руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 27 августа 2012 г.
Контроллеры механизированного куста скважин КМКС	Раздел 5 «Методика поверки» Руководства по эксплуатации СШМК.466534.088 РЭ, утверждённой ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 30.11.2011 г.
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 16 июня 1999 г.
Контроллеры на основе измерительных модулей SCADApack	

Примечание: Допускается при периодической поверке использовать данные по погрешности из свидетельств о поверке СИ, используемых в УИ, а также применение других методик поверки на СИ, утвержденных в установленном порядке.

6.3.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти проводят при трех значениях массового расхода жидкости –  $Q_{жmin}$ ,  $(Q_{жmin}+Q_{жmax})/2$  и  $Q_{жmax}$ .

В каждой точке расхода проводят не менее трех серий по пятьдесят измерений ( $n \geq 50$ ). Продолжительность каждой серии не менее 30 мин.

При каждом  $i$ -м измерении на вход установки через рабочие эталоны подают расходы воды и воздуха через рабочие эталоны расхода. Эталонный расход жидкости (воды) с относительной погрешностью  $\pm 2\%$ . Эталонный объемный расход газа (воздуха) в рабочих условиях с относительной погрешностью  $\pm 3\%$ .

Основные относительные погрешности измерения массы сырой нефти  $\delta M_{жj}$ , %, в  $j$ -й точке расхода определяют по формуле:

$$\delta M_{жj} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{M_{ij} - M_{ij}^э}{M_{ij}^э} \cdot 100, \quad (1)$$

где  $\delta M_{жj}$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти в  $j$ -й точке расхода, %;

$n$  – число измерений массы жидкости в  $j$ -й точке расхода жидкости

$M_{ij}$  – масса жидкости, измеренная установкой, кг;

$M_{ij}^э$  – масса жидкости, измеренная эталонным СИ, кг.

Допускается предел относительной погрешности измерений массы сырой нефти,  $\delta M_c$ , %, вычислять по формуле

$$\delta M_c = \sqrt{\delta M_{ж}^2 + \delta_{доп}^2 + \delta_{допр}^2} \quad (1.1)$$

где  $\delta M_{ж}$  – предел относительной погрешности массового расходомера при измерении массы сырой нефти, %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа;

$\delta_{доп}$  – дополнительная погрешность массового расходомера от влияния температуры рабочей среды, %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа;

$\delta_{допр}$  – дополнительная погрешность массового расходомера-счетчика от влияния давления рабочей среды, %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа.

Значение относительной погрешности измерений массы сырой нефти в каждой точке расхода не должно превышать 2,5 %.

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

Определение относительной погрешности измерений объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, проводят при трех значениях объемного расхода воздуха, приведенного к стандартным условиям, –  $Q_{гmin}$ ,  $(Q_{гmin}+Q_{гmax})/2$  и  $Q_{гmax}$ .

В каждой точке расхода проводят не менее трех серий по пятьдесят измерений ( $m \geq 50$ ). Продолжительность каждой серии не менее 30 мин.

Основную относительную погрешность измерений объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям  $\delta V_{гj}$ , %, в  $j$ -й точке расхода определяют по формулам:

$$\delta V_{гj} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{V_{ij} - V_{ij}^э}{V_{ij}^э} \cdot 100, \quad (2)$$



где  $\delta V_{гj}$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти в j-й точке расхода, %;  
 $m$  – число измерений объема газа в j-й точке расхода газа.  
 $V_{ij}$  – объем газа, приведенного к стандартным условиям, измеренный установкой,  $м^3$ ;  
 $V^3_{ij}$  – объем газа, приведенного к стандартным условиям, измеренный эталонным СИ,  $м^3$ .

Допускается предел относительной погрешности измерений объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, при использовании массового расходомера, вычислять по формуле

$$\delta V_{гс} = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{гс}^2 + \delta \rho_r^2 + \delta_{ивк}^2 + \delta_{доп}^2 + \delta_{допр}^2}, \quad (2.1)$$

где  $\delta M_{гс}$  – допускаемая относительная погрешность массового расходомера при измерении массы нефтяного газа, %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа;  
 $\delta \rho_r$  – относительная погрешность определения плотности нефтяного газа, %, берут из аттестованной методики измерений плотности нефти;  
 $\delta_{доп}$  – дополнительная погрешность массового расходомера от влияния температуры рабочей среды, %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа;  
 $\delta_{допр}$  – дополнительная погрешность массового расходомера от влияния давления рабочей среды, %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа.  
Значение относительной погрешности измерений объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, в каждой точке расхода не должна превышать  $\pm 5 \%$ .

6.4.4 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды.

Относительную погрешность измерений массы сырой нефти без учета воды определяют для трех значений объемной доли воды в нефти – 10%, 70%, 95% при любом значении расхода измеряемой среды, в пределах рабочего диапазона расходов установки.

В контроллер установки вводят значения плотности пластовой воды и плотность нефти равной  $1000 \text{ кг/м}^3$ .

Устанавливают расход воды и воздуха в пределах рабочего диапазона расходов установки.

Вводят в память контроллера первое значение объемной доли воды и запускают измерение. По окончании каждого измерения снимают отсчет массы нефти без учета воды  $M_n$ , кг, с отсчетного устройства установки. Измерения проводят не менее трех серий по пятьдесят измерений при каждом значении объемной доли воды в нефти.

Относительную погрешность измерения массы сырой нефти без учета воды определяют по формуле:

$$\delta M_{Hj} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \frac{M_{Hij} - M^3_{Hij}}{M^3_{Hij}} \cdot 100, \quad (3)$$

где  $M_{Hj}$  – значение измеренной массы нефти по показаниям установки, кг;  
 $k$  – число измерений массы нефти без учета воды для j-го значения объемной доли воды в нефти;  
 $M^3_{Hj}$  – расчетное значение массы нефти, рассчитываемое на основании показаний эталонных средств измерений и установленной объемной доли воды:

$$M_{\text{Hij}}^3 = M_{\text{Жij}}^3 \cdot \left(1 - \frac{W_i}{100}\right) \quad (4)$$

где  $M_{\text{Жi}}^3$  – масса жидкости по показаниям рабочего эталона расхода воды при i-том измерении, кг;  
 $W_i$  – объемная доля воды в сырой нефти %.

Допускается предел допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды,  $\delta M_{\text{H}}$ , %, вычислять по формуле

$$\delta M_{\text{H}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{\text{c}}^2 + \left(\frac{\Delta W_{\text{MB}}}{1 - \frac{W_{\text{MB}}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{\text{cr}}}{1 - \frac{W_{\text{cr}}}{100}}\right)^2} \quad (3.1)$$

где  $\delta M_{\text{c}}$  – относительную погрешность массового расходомера при измерении массы сырой нефти, %, определяют по формуле 1.1

$\Delta W_{\text{MB}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения массовой доли воды в сырой нефти, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{MB}} = \frac{\Delta \varphi_{\text{B}} \cdot \rho_{\text{B}}}{\rho_{\text{c}}}, \quad (3.2)$$

где  $\Delta \varphi_{\text{B}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения объемной доли воды в сырой нефти, %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа влагомера;

$\rho_{\text{B}}$  – плотность пластовой воды, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{c}}$  – плотность сырой нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$W_{\text{MB}}$  – массовая доля воды, % вычисляется по формуле

$$W_{\text{MB}} = \frac{\varphi_{\text{B}} \cdot \rho_{\text{B}}}{\rho_{\text{c}}}, \quad (3.3)$$

$\Delta W_{\text{cr}}$  – абсолютная погрешность измерения массовой доли остаточного свободного газа в сырой нефти, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{cr}} = \frac{\Delta V_{\text{r}} \cdot \rho_{\text{r}}}{\rho_{\text{c}}}, \quad (3.4)$$

где  $\Delta V_{\text{r}}$  – абсолютная погрешность измерения остаточного свободного газа, %, определяют по МИ 2575;

$\rho_{\text{r}}$  – плотность газа, приведенного к стандартным условиям, кг/м<sup>3</sup>

$W_{\text{cr}}$  – массовая доля остаточного свободного газа, % вычисляют по формуле

$$W_{\text{cr}} = \frac{\varphi_{\text{cr}} \cdot K_{\text{P}} \cdot \rho_{\text{r}}}{\rho_{\text{c}}}, \quad (3.5)$$

Значение относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды не должно превышать:

- при влагосодержании от 0 % до 70 % ± 6,0 %;
- при влагосодержании свыше 70 % до 95 % ± 15 %;
- при влагосодержании свыше 95 % до 99 % по методике измерений.

Допускается проводить определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды одновременно с определением относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти по п. 6.3.2

## **7 Оформление результатов поверки**

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке установки в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006 «ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения». На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- диапазон измеряемых расходов сырой нефти и нефтяного газа;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды и объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

7.2 При отрицательных результатах поверки установку к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.

## (рекомендуемое)

Место проведения поверки:

Заводской номер: № \_\_\_\_\_

**Заключение:** ПО установки соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа установки.

(подпись) (инициалы, фамилия)

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