

**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

ГЦСИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»

заместитель директора по метрологии

Р. О. Сулейманов

2015 г.



**Государственная система обеспечения единства измерений**

**УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ «МЕРА-ММ.91»**

**Методика поверки**

*н.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 считаются 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.).

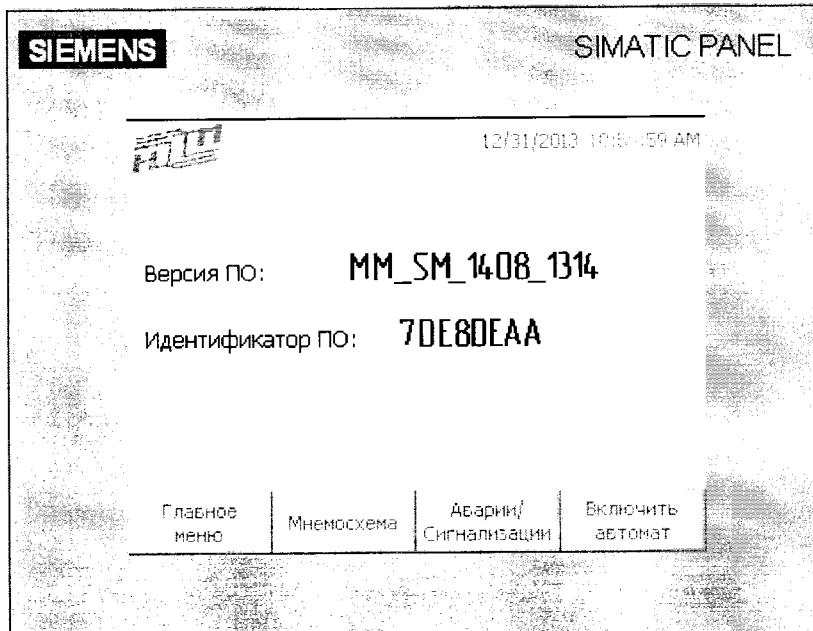


Рис. 1: Вид окна «Версия ПО» для контроллеров Simatic

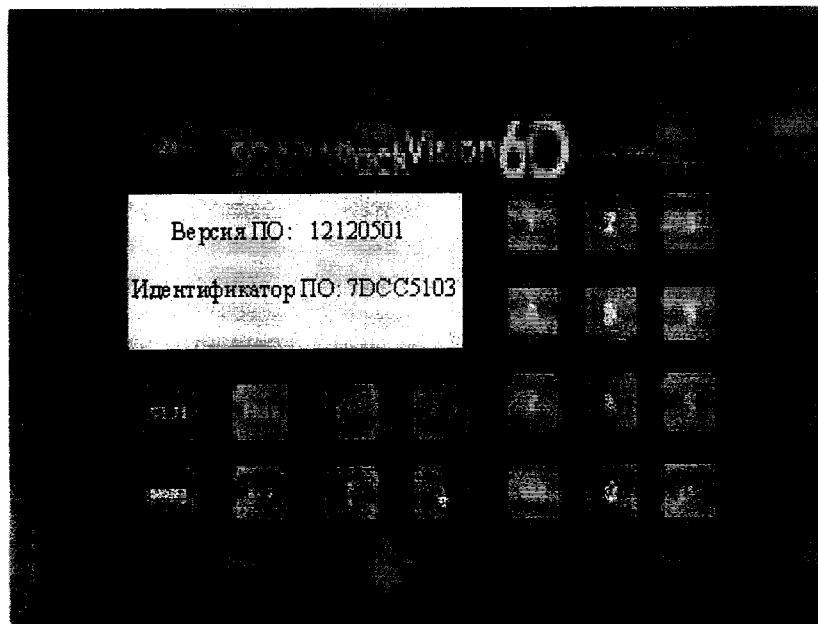


Рис. 2: Вид окна «Версия ПО» для контроллеров SCADAPack



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

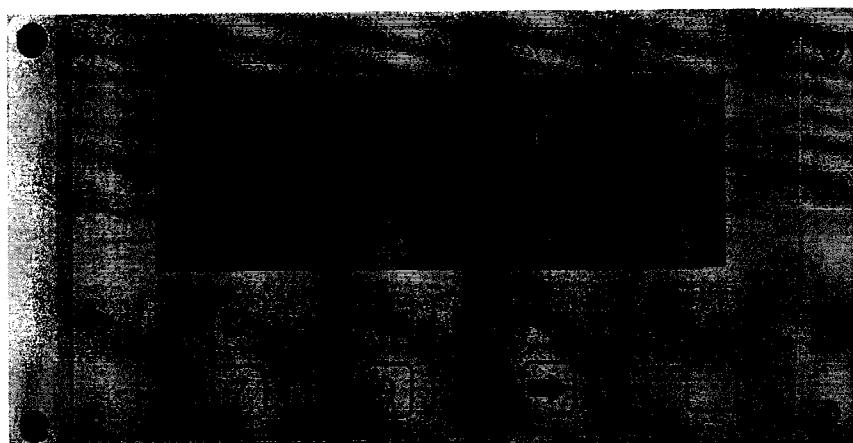


Рис. 4: Вид окна «Версия ПО» для контроллеров механизированного куста скважин КМКС

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-счётчики 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, утверждена 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-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утвержденная руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 7300	МП РТ 1849-2012 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 7300. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 28 декабря 2012 г.
Расходомеры-счетчики вихревые OPTISWIRL 4070	МП РТ 1719-2012 «ГСИ. Расходомеры-счетчики вихревые OPTISWIRL 4070. Методика поверки», утвержденному 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-5В	МП 19767-12 «Комплексы измерительно-вычислительные на базе устройств программного управления «TREI-5В». 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, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 30.11.2011 г.
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программируемых, 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:

$$\delta M_{жj} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{M_{ij} - M_{ij}^3}{M_{ij}^3} \cdot 100, \quad (1)$$

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;

$M_{эij}$  – масса жидкости, измеренная эталонным СИ, кг.

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

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

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

$\delta_{допт}$  – 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  $\delta V_g$ , %, в  $j$ -й точке расхода определяют по формулам:

$$\delta V_{gj} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{V_{ij} - V_{ij}^3}{V_{ij}^3} \cdot 100, \quad (2)$$

где  $\delta V_{rj}$  – 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,  $\text{м}^3$ ;  
 $V_{ij}^3$  – объем газа, приведенного к стандартным условиям, измеренный эталонным СИ,  $\text{м}^3$ .

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

$$\delta V_{rc} = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{rc}^2 + \delta \rho_r^2 + \delta_{invk}^2 + \delta_{dopn}^2 + \delta_{dopr}^2}, \quad (2.1)$$

где  $\delta M_{rc}$  – 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;  
 $\delta_{dopn}$  – дополнительная погрешность массового расходомера от влияния температуры рабочей среды, %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа;  
 $\delta_{dopr}$  – 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  $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

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  $M_h$ , 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:

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

где  $M_{Hi}$  – 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;  
 $M_{Hi}^3$  – расчетное значение массы нефти, рассчитываемое на основании показаний эталонных средств измерений и установленной объемной доли воды:

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

где  $M_{Жij}^3$  – 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,  $\delta M_H$ , %, вычислять по формуле

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

где  $\delta M_c$  – относительную погрешность массового расходомера при измерении массы сырой нефти, %, определяют по формуле 1.1

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

$$\Delta W_{MB} = \frac{\Delta \phi_B \cdot \rho_b}{\rho_c}, \quad (3.2)$$

где  $\Delta \phi_B$  - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения объемной доли воды в сырой нефти, %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа влагомера;

$\rho_b$  - плотность пластовой воды, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_c$  - плотность сырой нефти, кг/м<sup>3</sup>;

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

$$W_{MB} = \frac{\Phi_B \cdot \rho_b}{\rho_c}, \quad (3.3)$$

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

$$\Delta W_{cr} = \frac{\Delta V_r \cdot \rho_r}{\rho_c}, \quad (3.4)$$

где  $\Delta V_r$  – абсолютная погрешность измерения остаточного свободного газа, %, определяют по МИ 2575;

$\rho_r$  - плотность газа, приведенного к стандартным условиям, кг/м<sup>3</sup>

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

$$W_{cr} = \frac{\Phi_{cr} \cdot KP \cdot \rho_r}{\rho_c}, \quad (3.5)$$

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

- при влагосодержании от 0 % до 70 %  $\pm 6,0 \%$ ;
- при влагосодержании свыше 70 % до 95 %  $\pm 15 \%$ ;
- 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. Проверка средств измерений. Организация и порядок проведения». На обратной 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.

**Приложение 1**  
**(рекомендуемое)**

**Форма протокола подтверждения соответствия ПО установки измерительной «Мера-ММ.91»**

Место проведения поверки:

Установка измерительная: «Мера-ММ.91»-\_\_\_\_\_

Заводской номер: №\_\_\_\_\_

Идентификационные данные (признаки)
Идентификационное наименование ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО
Цифровой идентификатор ПО

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

Должность лица проводившего поверку:

\_\_\_\_\_ *(подпись)* \_\_\_\_\_ *(инициалы, фамилия)*

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