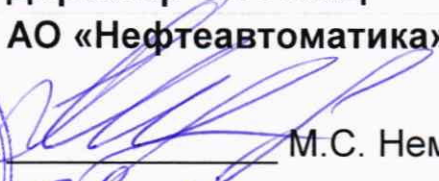


УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»




М.С. Немиров
« 28 » 12 2020 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Системы измерения нефти и газа ГЗУ ГКС
Методика поверки
НА.ГНМЦ.0028-13 МП

с изменением № 1

Казань
2020

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Давыдова Е.Н.,
Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на системы измерения нефти и газа ГЗУ ГКС (далее по тексту – системы) и устанавливает методику их первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками – четыре года.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п.п. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (МХ):
 - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав системы (п.п. 6.4.1);
 - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти (п.п. 6.4.2)
 - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтяного газа (п.п. 6.4.3)
 - 1.4.4 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды (п.п. 6.4.4).

2 Средства поверки

2.1 Установка поверочная массоизмерительная с пределами допускаемой относительной погрешности, не более:

- измерений массы и массового расхода жидкости $\pm 0,15$ %;
- измерений объема и объемного расхода газа $\pm 1,50$ %.

2.2 Термостат жидкостный Термотест-100 (Гостреестр № 39300-08).

2.3 Термометр сопротивления платиновый вибропрочный эталонный ПТСВ-1-2 (Гостреестр № 32777-06).

2.4 Калибратор многофункциональный МС5-Р (Гостреестр № 22237-08).

2.5 Комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти. Установки поверочные дистилляционные (Гостреестр № 10496-86).

2.6 Установка для поверки влагомеров УПВ (ТУ 4318-021-25567981-2002).

2.7 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав системы.

Примечание: допускается применение других эталонных средств и поверочного оборудования с аналогичными или лучшими характеристиками.

3 Требования безопасности

Организация и производство работ проводится в соответствии со следующими правилами и нормативными документами:

в области охраны труда и промышленной безопасности:

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. № 534;

– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

в области пожарной безопасности:

– СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

– «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

– «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. №903н;

– ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

– Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

Раздел 3 (Измененная редакция, Изм. №1)

4 Условия поверки

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

5 Подготовка к поверке

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

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр.

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

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;

- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах системы 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 Подтверждение соответствия ПО системы.

6.2.1 Для проверки идентификационных данных встроенного ПО системы измерений нефти и газа ГЗУ ГКС (на базе контроллеров SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5000) необходимо в основном меню нажать на функциональную клавишу «О программе». После этого на дисплее отобразится окно со следующей информацией:

- идентификационное наименование ПО;

- номер версии (идентификационный номер) ПО;
- цифровой идентификатор (контрольная сумма) ПО;
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО.

6.2.2 Проверку идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+», вычислителей УВП-280, систем управления модульных V&R X20 или модулей измерительных контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500 (далее по тексту – контроллеров) проводят сравнением с соответствующими идентификационными данными, приведенными в описании типа системы, по процедуре, указанной в эксплуатационной документации на каждый контроллер.

6.2.3 Полученные идентификационные данные ПО заносятся в протокол подтверждения соответствия ПО системы (Приложение 1).

6.2.4 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа систем измерения нефти и газа ГЗУ ГКС.

П 6.2 (Измененная редакция, Изм. №1)

6.3 Опробование.

При опробовании проверяют работоспособность системы в соответствии с руководством по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране системы или пункта сбора данных и формирования отчета системы.

Результаты опробования считают положительными, если на экране системы или пункта сбора данных отображаются измеренные СИ значения, отчет формируется и отсутствуют аварийные сообщения о работе системы.

П 6.3 (Измененная редакция, Изм. №1)

6.4 Определение МХ.

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав системы.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа системы, наличие у проверяемых СИ действующих сведений о поверке (с положительным результатом) в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Если очередной срок поверки СИ из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, поверяется только это СИ, при этом поверку системы не проводят.

П 6.4.1 (Измененная редакция, Изм. №1)

6.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

За погрешность измерений массы сырой нефти δM , %, принимают значение относительной погрешности измерений массового расходомера.

Значения пределов допускаемой относительной погрешности при измерении массы сырой нефти не должны превышать $\pm 2,5$ %.

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтяного газа.

6.4.3.1 Пределы относительной погрешности измерений объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, при использовании массового расходомера, вычисляют по формуле

$$\delta V_{zc} = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{zc}^2 + \delta \rho_z^2 + \delta_{иск}^2 + \delta_{донт}^2 + \delta_{допр}^2}, \quad (1)$$

где δM_{zc} – допускаемая относительная погрешность массового расходомера при измерении массы нефтяного газа, %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа;

$\delta \rho_z$ – относительная погрешность определения плотности нефтяного газа, %, берут из аттестованной методики измерений плотности нефти;

$\delta_{ивк}$ – допускаемая относительная погрешность при обработке информации (ИВК), %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа;

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

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

Пределы относительной погрешности измерения объема газа при использовании объемного расходомера-счетчика вычисляют по формуле

$$\delta V_{zc} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V_z^2 + \delta \rho^2 + \delta T^2 + \delta_{ивк}^2}, \quad (2)$$

где δV_z – допускаемая относительная погрешность объемного расходомера-счетчика при измерениях объема нефтяного газа, %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа;

$\delta \rho$ – допускаемая относительная погрешность преобразователя давления при измерениях в рабочих условиях, %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа;

δT – допускаемая относительная погрешность преобразователя температуры при измерениях в рабочих условиях, %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа;

$\delta_{ивк}$ – допускаемая относительная погрешность при обработке информации (ИВК), %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа.

Значение относительной погрешности измерений объема нефтяного газа в каждой точке расхода не должна превышать $\pm 5\%$.

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

Пределы относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды, δM_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_c^2 + \left(\frac{\Delta W_{MB}}{1 - \frac{W_{MB}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{cr}}{1 - \frac{W_{cr}}{100}} \right)^2 + \delta_{ивк}^2} \quad (3)$$

где δM_c – относительную погрешность массового расходомера при измерении массы сырой нефти, %, определяют по формуле

$$\delta M_c = \sqrt{\delta M_{жс}^2 + \delta_{донт}^2 + \delta_{донр}^2} \quad (4)$$

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

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

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

$\delta_{\text{ИБК}}$ – допускаемая относительная погрешность при измерениях токовых сигналов и обработок информации (ИБК), %, берут из свидетельства (сертификата) об утверждении типа;

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

$$\Delta W_{\text{MB}} = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_s}{\rho_c}, \quad (5)$$

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

ρ_s – плотность пластовой воды, кг/м³;

ρ_c – плотность сырой нефти, кг/м³;

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

$$W_{\text{MB}} = \frac{\varphi_B \cdot \rho_s}{\rho_c}, \quad (6)$$

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

$$\Delta W_{\text{сз}} = \frac{\Delta V_z \cdot \rho_z}{\rho_c}, \quad (7)$$

где ΔV_z – абсолютная погрешность измерения остаточного свободного газа, %, определяют по МИ 2575-2000;

ρ_z – плотность газа, приведенного к стандартным условиям, кг/м³;

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

$$W_{\text{сз}} = \frac{\varphi_{\text{сз}} \cdot KP \cdot \rho_z}{\rho_c}, \quad (8)$$

где $\varphi_{\text{сз}}$ – объемная доля свободного газа в сырой нефти, %, определяется по МИ 2575-2000;

KP – отношение абсолютного давления в системе к атмосферному в момент измерений массовой доли свободного газа в сырой нефти.

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 % | ±15,0 %; |
| – при влагосодержании свыше 95 % до 97 % | ±25,0 %; |
| – при влагосодержании свыше 97 % до 98 % | ±40,0 %. |

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. 6.4.2.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом в произвольной форме, с приложением протокола подтверждения соответствия ПО системы по форме приложения 1.

7.2 Сведения о результатах поверки направляют в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

7.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца системы оформляется свидетельство о поверке.

На свидетельство о поверке системы наносится знак поверки.

7.4 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Раздел 7 (Измененная редакция, Изм. №1)

Приложение 1
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО Системы измерения нефти и газа ГЗУ ГКС

Место проведения поверки:

Заводской номер: № _____

	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Идентификационные данные ПО, указанные в описании типа системы				
Идентификационные данные ПО, полученные во время проведения поверки системы				

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

Должность лица проводившего подтверждение:

_____ (подпись) _____ (инициалы, фамилия)

Дата проведения подтверждения: « ____ » _____ 20__ г.