

СОГЛАСОВАНО

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



М.В. Крайнов

» 06 2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
**Установки измерительные групповые автоматизированные
«АГЗУ-120М-4,0»**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0149-23 МП

Казань
2023

РАЗРАБОТАНА Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311366

ИСПОЛНИТЕЛИ: Ибрагимов Р.Р., к.т.н.

СОДЕРЖАНИЕ

1	Общие положения.....	1
2	Перечень операций поверки средства измерений.....	1
3	Требования к условиям проведения поверки.....	1
4	Требования к специалистам, осуществляющим поверку.....	2
5	Метрологические и технические требования к средствам поверки.....	2
6	Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки.....	3
7	Внешний осмотр средства измерений.....	3
8	Подготовка к поверке и опробование средства измерений.....	3
9	Проверка программного обеспечения средства измерений.....	4
10	Определение метрологических характеристик средства измерений.....	4
11	Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям.....	7
12	Оформление результатов поверки.....	8
	ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Форма протокола поверки поэлементным способом.....	9
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное) Форма протокола поверки проливным способом или на месте эксплуатации.....	10

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ-120М-4,0» (далее – установки) изготавливаемые и находящиеся в эксплуатации.

При определении метрологических характеристик обеспечивается передача единиц массового расхода газожидкостных смесей в соответствии с ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», подтверждающая прослеживаемость к государственному первичному специальному эталону ГЭТ 195-2011;

Передача единицы величин осуществляется сличением с эталонами.

Настоящий документ устанавливает методику первичной и периодической поверки установок.

Метрологические характеристики установки подтверждаются теоретическим и экспериментальным методами в соответствии с разделом 10 настоящей методики поверки.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции, выполняемые при поверке

Наименование операции	Номер на методику поверки	Обязательность выполнения операций при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений (далее – СИ)	7	Да	Да
Подготовка к поверке	8.1	Да	Да
Опробование	8.2	Да	Да
Проверка программного обеспечения (далее – ПО) средства измерений	9	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИ	10	Да	Да
Подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям	11	Да	Да

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки установок с применением стационарного эталона 1 или 2 разряда соблюдают условия, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Условия проведения поверки

Наименование параметра	Значение
Температура окружающего воздуха (внутри помещений установки), °С	от +15 до +30
Относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

К проведению поверки допускаются лица, аттестованные в качестве поверителей в области измерений расхода и количества жидкости и газа.

Лица, проводящие поверку, должны изучить руководство по эксплуатации поверяемой установки и средств поверки, и пройти инструктаж по технике безопасности.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 Перечень средств поверки (эталонов, средств измерений и вспомогательных технических средств), используемых для поверки установки приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень средств поверки (эталонов, средств измерений, вспомогательных технических средств и материалов)

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
10.2, 10.3, 10.4	Рабочий эталон 1 разряда по ГОСТ 8.637-2013 (далее – эталон 1-го разряда)	Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 1 разряда в диапазоне значений массового расхода жидкости от 0,3 т/ч до 42 т/ч и объемного расхода газа от 5 м³/ч до 720 м³/ч, рег. № 3.2.ВЦВ.0073.2016
	Рабочий эталон 2 разряда по ГОСТ 8.637-2013 (далее – эталон 2-го разряда)	Установка эталонная мобильная «ЭМУ», рег. № 67338-17
	Средство измерений условий окружающей среды с диапазоном измерений относительной влажности от 0 % до 98 % с относительной погрешностью не более: ± 6 %, с диапазоном измерений температуры от 0 °С до 40 °С с абсолютной погрешностью $\pm 0,3$ °С, с диапазоном измерений атмосферного давления от 700 до 1060 гПа с абсолютной погрешностью ± 5 гПа	Термогигрометр ИВА-6Н-Д, рег. № 46434-11
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 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;

6.2 Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

7 Внешний осмотр средства измерений

7.1 Внешний осмотр и проверка комплектности технической документации

7.2 При внешнем осмотре и проверке комплектности технической документации должно быть установлено соответствие установки следующим требованиям:

- наличие эксплуатационно-технической документации на установку и СИ, входящие в состав установки;
- 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 эксплуатационно-технической документации;
- целостность знаков поверки на средствах измерений, входящих в состав установки (при их наличии).

7.3 Производят идентификацию установки по заводскому номеру, нанесенному на идентификационную табличку установки.

7.4 Результаты осмотра считают удовлетворительными, если выполняются вышеуказанные требования. В случае неудовлетворительных результатов внешнего осмотра поверку прекращают.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 Подготовка к поверке

8.1.1 Подготовка к поверке проводят в соответствии с руководством по эксплуатации установки и НД на поверку СИ, входящих в состав установки.

8.1.2 Проверяют сведения о поверке СИ, входящих в состав установки. Установку допускают к поверке при положительных результатах поверки СИ из состава установки.

8.2 Опробование

8.2.1 Опробование СИ, входящих в состав установки, при поэлементном способе поверки проводят в соответствии с НД на их поверку.

8.2.2 Опробование установки проводят с помощью эталона 1 или 2 разрядов, либо с применением эталона 2 разряда по ГОСТ 8.637-2013 на коллекторе скважины (при поверке на месте эксплуатации). Опробование установки проводят путем изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение.

8.2.3 Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) значения параметров потока соответствующим образом изменялись показания установки.

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1 Проверка идентификационных данных ПО установки с контроллером измерительным R-AT-MM

9.1.1 На графической панели системы R-AT-MM в окне «Мнемосхема» нажать кнопку «О системе». На панели откроется окно «О системе», в котором указана информация о текущей версии (идентификационный номер) установленного ПО терминальной панели и контроллера, текущей версии алгоритма и цифровой идентификатор ПО контроллера.

9.2 Проверка идентификационных данных установки с контроллерами SCADAPack (модификаций SCADAPack32, SCADAPack350, SCADAPack357, SCADAPack334)

9.2.1 На основном экране сенсорной панели нажать кнопку «Настройки». В открывшемся экране открыть вкладку «Общие». В нижнем правом углу этого экрана, указана информация о наименовании и текущей версии ПО, цифровой идентификатор ПО контроллера.

9.3 Проверка идентификационных данных установки с контроллерами MKLogic200 и MKLogic200 A

9.3.1 На панели оператора Weintek выбрать вкладку "Инфо". На панели оператора должны отобразиться полное и краткое наименование ПО, версия ПО, контрольная сумма.

9.4 Если идентификационные данные ПО, указанные в описании типа установки, и полученные в ходе выполнения п.п.6.2.1 – 6.2.3 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО установки установленным требованиям. В случае отсутствия соответствия идентификационных данных ПО установки результаты поверки признают отрицательными.

10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Определение МХ установки проводят одним из способов¹:

- поэлементным способом;
- проливным способом;
- на месте эксплуатации.

10.2 Проведение поверки поэлементным способом

10.2.1 Определение МХ СИ, входящих в состав установки, при поверке поэлементным способом, проводят в соответствии с методиками поверки, указанных в описании типа данных СИ.

10.2.2 Относительную погрешность установки при измерении массы и массового расхода жидкости, $\delta M_{ж}$, %, определяют по формуле

$$\delta M_{ж} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_M^2 + \delta_{доп\tau}^2 + \delta_{допР}^2 + \delta_N^2} \quad (1)$$

где δ_M – пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчика-расходомера массового при измерении массы и массового расхода жидкости, %;

$\delta_{доп\tau}$ – дополнительная погрешность счетчика-расходомера массового от влияния температуры рабочей среды, %;

$\delta_{допР}$ – дополнительная погрешность массового расходомера от влияния давления рабочей среды, %.

¹ Первичную поверку установки при выпуске из производства проводят проливным способом.

δN – пределы допускаемой относительной погрешности системы обработки информации (СОИ) по каналу измерений массы, %.

10.2.3 Определение относительной погрешности установки при измерении объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

10.2.3.1 Относительную погрешности измерений объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, $\delta V_{гс}$, %, при использовании массового расходомера, определяют по формуле

$$\delta V_{гс} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{гс}^2 + \delta \rho_{г}^2 + \delta_{сои}^2 + \delta_{допт}^2 + \delta_{допР}^2} \quad (2)$$

где $\delta M_{гс}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчика-расходомера массового при измерении массы нефтяного газа, %;

$\delta \rho_{г}$ – относительная погрешность определения плотности нефтяного газа, %;

$\delta_{сои}$ – допускаемая относительная погрешность СОИ по каналу измерений объема нефтяного газа, %;

$\delta_{допт}$ – дополнительная погрешность счетчика-расходомера массового от влияния температуры рабочей среды, %;

$\delta_{допР}$ – дополнительная погрешность массового расходомера от влияния давления рабочей среды, %;

10.2.3.2 Относительную погрешности измерения объема нефтяного газа, $\delta V_{гс}$, %, при использовании объемного расходомера-счетчика вычисляют по формуле

$$\delta V_{гс} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V_{г}^2 + (\Theta_P - \delta P)^2 (\Theta_T - \delta T)^2 + \delta_k^2} \quad (3)$$

где $\delta V_{г}$ – допускаемая относительная погрешность объема нефтяного газа в рабочих условиях, %;

δP – допускаемая относительная погрешность преобразователя давления при измерениях в рабочих условиях, %;

δT – допускаемая относительная погрешность преобразователя температуры при измерениях в рабочих условиях, %;

δ_k – относительная погрешность вычисления коэффициента сжимаемости свободного нефтяного газа по ГОСТ 30319.2-2015, %;

Θ_P – коэффициент влияния давления на коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа;

Θ_T – коэффициент влияния температуры на коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа;

Коэффициенты влияния Θ_P , Θ_T вычисляют по следующим формулам

$$\Theta_P = 1 - \frac{\Delta K_P}{\Delta P} \cdot \frac{P}{K}, \quad (4)$$

$$\Theta_T = 1 - \frac{\Delta K_T}{\Delta T} \cdot \frac{T}{K} \quad (5)$$

где $\Delta P = 0,001$ МПа, $\Delta T = 0,01$ °К приращения давления и температуры при стандартных условиях, соответственно;

ΔK_P – изменение значения коэффициента сжимаемости при изменении давления на величину ΔP ;

ΔK_T – изменение значения коэффициента сжимаемости при изменении температуры на величину ΔT ;

10.2.4 Относительную погрешность измерений массы сырой нефти без учета воды, $\delta M_{н}$, %, определяют по формуле

$$\delta M_{н} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{ж}^2 + \left(\frac{\Delta W_{MB}}{W_{MB} - \frac{W_{MB}}{100}} \right)^2} \quad (6)$$

где $\delta M_{ж}$ – относительная погрешность установки при измерении массы и массового расхода жидкости, %;

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

W_{MB} – массовая доля воды, %.

10.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям проливным способом²

10.3.1 Относительную погрешность установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 1 или 2 разрядов.

10.3.2 Определение относительных погрешностей установки производят на комбинации трех значений расхода жидкостей и газа ($Q_{ж1}$, $Q_{г1}$, $Q_{ж2}$, $Q_{г1}$, $Q_{ж3}$, $Q_{г3}$) при трех значениях объемной доли воды (10 %, 70 %, 95 %). Расходы жидкости и газа соответствуют минимальному, среднему и максимальному расходам установки, согласно технической документации на установку. В каждой точке проводят не менее трех измерений.

10.3.3 Относительную погрешность i -го измерения массы и массового расхода сырой нефти в j -й точке, $\delta Q_{жиj}$, %, определяют по формуле

$$\delta Q_{жиj} = \frac{Q_{жиj} - Q_{жиj}^3}{Q_{жиj}^3} \cdot 100 \quad (7)$$

где $Q_{жиj}$ – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный установкой, т/ч;

$Q_{жиj}^3$ – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный эталоном, т/ч.

10.3.4 Относительную погрешность i -го измерения массы и массового расхода сырой нефти без учета воды в j -й точке, $\delta Q_{ниj}$, %, определяют по формуле

$$\delta Q_{ниj} = \frac{Q_{ниj} - Q_{ниj}^3}{Q_{ниj}^3} \cdot 100 \quad (8)$$

где $Q_{ниj}$ – массовый расход сырой нефти без учета воды, измеренный установкой, т/ч;

$Q_{ниj}^3$ – массовый расход сырой нефти без учета воды, измеренный эталоном, т/ч.

10.3.5 Относительную погрешность i -го измерения объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям в j -й точке, $\delta Q_{гij}$, %, определяют по формуле

$$\delta Q_{гij} = \frac{Q_{гij} - Q_{гij}^3}{Q_{гij}^3} \cdot 100 \quad (9)$$

где $Q_{гij}$ – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой, м³/ч;

$Q_{гij}^3$ – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном, т/ч.

² Если в качестве рабочей среды на эталоне 2 разряда по ГОСТ 8.637-2013 используют газожидкостную смесь, состоящую из воды и воздуха, то допускаемую относительную погрешность при измерении массового расхода сырой нефти без учета воды определяют в соответствии с п. 10.2.4.

10.4 Определение пределов допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям на месте эксплуатации

10.4.1 Относительную погрешность установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 2 разряда, используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь, поступающую из скважины.

10.4.2 Определение относительных погрешностей установки производят на трех скважинах, подключенных к установке, с различными значениями по расходу сырой нефти, влагосодержанию сырой нефти и расходу нефтяного газа, скважины выбирают таким образом, чтобы максимально охватить весь рабочий диапазон расходов и влагосодержания газожидкостной смеси. В случае если к установке подключено менее 3 скважин, поверку установки проводят на каждой скважине. При подключении к каждой скважине проводят не менее трех измерений.

10.4.3 Относительную погрешность i -го измерения массы и массового расхода сырой нефти в j -й точке, $\delta Q_{жиj}$, %, вычисляют по формуле (7).

10.4.4 Относительную погрешность i -го измерения массы и массового расхода сырой нефти без учета воды в j -й точке, $\delta Q_{ниj}$, %, вычисляют по формуле (8).

10.4.5 Относительную погрешность i -го измерения объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям в j -й точке, $\delta Q_{гij}$, %, вычисляют по формуле (9).

11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

11.1 Результаты поверки признают положительными, установку допускают к использованию, если:

- при поверке поэлементным способом:

относительная погрешность измерений установки при измерении массы и массового расхода жидкости, $\delta M_{ж}$, не превышает значение $\pm 2,5$ %;

относительная погрешность измерений объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, $\delta V_{гс}$, не превышает значение ± 5 %;

относительная погрешность измерений массы сырой нефти без учета воды, $\delta M_{н}$, не превышает значений:

при влагосодержании от 0 % до 70 % $\pm 6,0$ %;

при влагосодержании свыше 70 % до 95 % ± 15 %.

- при поверке поверки проливным способом и на месте эксплуатации:

относительная погрешность измерений установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, $\delta M_{н}$, не превышает значение $\pm 2,5$ %;

относительная погрешность измерений массы сырой нефти без учета воды, $\delta M_{н}$, не превышает значений:

при влагосодержании от 0 % до 70 % $\pm 6,0$ %;

при влагосодержании свыше 70 % до 95 % ± 15 %.

относительная погрешность измерений объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, $\delta V_{гс}$, при каждом измерении не превышает значение ± 5 %;

11.2 В случае превышения погрешности измерений пределов допускаемых значений, указанных в п. 11.1 результаты поверки признают отрицательными, установку забраковывают и к эксплуатации не допускают.

12 Оформление результатов поверки

12.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме Приложения А или Б. Аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, передает в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений сведения о результатах поверки в соответствии с приказом Минпромторга России от 31.07.2020 г. № 2510.

12.2 При наличии заявления владельца средства измерений или лица, представившего установку на поверку, в случае положительных результатов поверки выдают свидетельство о поверке с нанесенным на него знаком поверки, оформленное на бумажном носителе. В случае отрицательных результатов поверки выдают извещение о непригодности установки к применению.

Форма протокола поверки поэлементным способом

Обозначение модификации _____ Регистрационный номер _____
 Заводской номер: _____ Дата изготовления _____
 Владелец: _____
 Место проведения поверки: _____
 Средства поверки: _____
 Методика поверки: _____

Внешний осмотр (п.7): _____
Опробование (8.2): _____

По описанию типа	По результатам поверки

$\delta M_{\text{ж}}, \%$	$\delta V_{\text{гс}}, \%$	$\delta M_{\text{н}}, \%$

Заключение: _____

Дата поверки

