

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



 Немиров М.С.

«18» августа 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Установки измерительные групповые автоматизированные
«АГЗУ-120М»-4,0-1-700, «АГЗУ-120М»-4,0-1-1500, «АГЗУ-120М»-4,0-
10-1500, «АГЗУ-120М»-4,0-14-1500

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0169-17 МП

Казань
2017

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г.Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

аттестат аккредитации № RA.RU.311366 от 27.07.2017г.

ИСПОЛНИТЕЛИ

Крайнов М.В.,

Гордеев Е.Ю.

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ-120М»-4,0-1-700, «АГЗУ-120М»-4,0-1-1500, «АГЗУ-120М»-4,0-10-1500, «АГЗУ-120М»-4,0-14-1500 (далее – Установки) и устанавливает методику их первичной (при выпуске из производства и после ремонта) и периодической поверки.

Межповерочный интервал: 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 (далее – ПО) системы (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (далее – МХ).

2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки проливным способом применяют рабочий эталон 1 или 2 разрядов по ГОСТ 8.637-2013 (далее – рабочий эталон).

2.2 При проведении поверки поэлементным способом применяют средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав Установок.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых Установок с требуемой точностью.

2.4 Эталоны единиц величин, используемые при поверке СИ, должны быть аттестованы в соответствии с Положением об эталонах единиц величин, используемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 23 сентября 2010 г. N 734 «Об эталонах единиц величин, используемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений». Вспомогательное оборудование должно быть аттестовано в установленном порядке.

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

4.1 При проведении поверки Установок с применением эталонов по ГОСТ 8.637-2013 (кроме мобильных эталонных установок, работающих на реальных измерительных средах и применяемых при поверки Установок на месте эксплуатации) соблюдают условия, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – 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

4.2 При проведении поверки поэлементным способом соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на поверку СИ, входящих в состав Установки.

5 Подготовка к поверке

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

5.2 Средства измерений, входящие в состав Установки, должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр и проверка комплектности технической документации

6.1.1 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 поверительных пломб или оттисков поверительных клейм на средствах измерения, входящих в состав Установки (при их наличии).

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.

6.2.1 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. Полученные данные заносят в протокол по форме приложения А.

6.2.2 Если идентификационные данные ПО, указанные в описании типа Установки, и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО АГЗУ программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.3 Опробование

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

6.3.2 Опробование Установки проводят с помощью рабочего эталона, 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.

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

6.4 Определение МХ Установки.

6.4.1 Определение МХ Установки проводят одним из двух способов:

- поэлементным способом;
- проливным способом.

6.4.2 Проведение поверки поэлементным способом.

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

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

$$\delta M_{ж} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

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

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

Значение относительной погрешности Установки при измерении массы и массового расхода жидкости $\delta M_{ж}$, %, не должно превышать $\pm 2,5\%$.

6.4.2.3 Определение относительной погрешности Установки при измерении объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

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

$$\delta V_{гс} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{гс}^2 + \delta \rho_r^2 + \delta_{СОИ}^2 + \delta_{доп1}^2 + \delta_{доп2}^2}, \quad (2)$$

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

$\delta \rho_r$ – относительная погрешность определения плотности нефтяного газа, %;

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

$\delta_{доп1}$ – дополнительная погрешность счетчика-расходомера массового от влияния температуры рабочей среды, %;

$\delta_{доп2}$ – дополнительная погрешность счетчика-расходомера массового от влияния давления рабочей среды, %.

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

$$\delta V_{гс} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V_r^2 + (\Theta_p \cdot \delta p)^2 + (\Theta_T \cdot \delta T)^2 + \delta_k^2}, \quad (3)$$

где δV_r – допускаемая относительная погрешность измерений объема нефтяного газа в рабочих условиях, %;

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

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

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

Θ_1 – коэффициент влияния соответствующей величины 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 .

6.4.2.3.3 Значение относительной погрешности измерений объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, не должно превышать ± 5 %.

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности Установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, с применением рабочего эталона (проливной способ поверки).

Относительную погрешность Установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного Установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного рабочим эталоном.

Определение относительных погрешностей Установки производят на комбинации двух значений расхода жидкостей и газа ($Q_{ж1}$, $Q_{г1}$; $Q_{ж2}$, $Q_{г2}$) при трех значениях объемной доли воды (10%, 40%, 90%).

В каждой точке проводят не менее трех измерений.

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

$$\delta Q_{жij} = \frac{Q_{жij} - Q_{жij}^э}{Q_{жij}^э} \cdot 100, \quad (6)$$

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

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

Значение относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти при каждом измерении не должно превышать $\pm 2,5$ %.

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

$$\delta Q_{гij} = \frac{Q_{гij} - Q_{гij}^э}{Q_{гij}^э} \cdot 100, \quad (7)$$

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

$Q_{гij}^э$ – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный рабочим эталоном, м³/ч.

Значение относительной погрешности измерений объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, при каждом измерении не должно превышать ±5,0 %.

6.4.4 Определение пределов допускаемой относительной погрешности Установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, с применением рабочего эталона 2 разряда на месте эксплуатации.

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

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.

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

$$\delta Q_{жij} = \frac{Q_{жij} - Q_{жij}^э}{Q_{жij}^э} \cdot 100, \quad (8)$$

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

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

Значение относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти при каждом измерении не должно превышать ±2,5 %.

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

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

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

$Q_{гij}^э$ – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный рабочим эталоном, м³/ч.

Значение относительной погрешности измерений объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям при каждом измерении не должно превышать ±5,0 %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты определения метрологических характеристик Установок оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке Установки в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке Установки.

7.3 При отрицательных результатах поверки Установку к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России от 2.07.2015 г. № 1815.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО установки измерительной групповой автоматизированной «АГЗУ-120М»

Место проведения поверки: _____

Установка измерительная: «АГЗУ-120М»- _____

Заводской номер: № _____

	Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО
Идентификационные данные ПО, указанные в описании типа установки измерительной	Конфигурационный файл контроллера измерительного		
Идентификационные данные ПО, полученные во время проведения поверки установки измерительной			

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.