

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ
ПАО «Нефтеавтоматика»



Немиров М.С.

2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Установки измерительные групповые автоматизированные
«АГЗУ-120М»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0079-15 МП

нр. 61799-15

Казань
2015

РАЗРАБОТАНА Центром испытаний средств измерений
ПАО «Нефтеавтоматика»
(ЦИ СИ ПАО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ: Крайнов М.В.
Нурмухаметов Р.Р.

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ-120М» (далее – установка) и устанавливает методику их первичной (после ремонта) и периодической поверки.

Интервал между поверками – два 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) установки (п.п. 6.2);

1.3 Опробование (п.п. 6.3);

1.4 Определение метрологических характеристик (далее – МХ):

1.4.1 Определение МХ средств измерений (далее – СИ), входящих в состав установки (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 Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 1-го разряда в диапазоне массового расхода жидкости от 2 до 100 т/ч и объемного расхода газа от 4 до 420 м³/ч (далее – эталон 1).

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях массового расхода жидкости в составе газожидкостной смеси ± 1,0 %.

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях объемного расхода газа (при стандартных условиях) в составе газожидкостной смеси ± 1,5 %.

2.2 Установка поверочная счетчиков жидкости с диапазоном воспроизводимых расходов от 0,06 т/ч (м³/ч) до 62,5 т/ч (м³/ч) с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода жидкости не более ± 0,1 %.

2.3 Установка поверочная газа с диапазоном воспроизводимых расходов от 60 до 18750 м³/ч с пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, не более ± 0,5 %.

2.4 Манометры грузопоршневые МП, кл. т. 0,05.

2.5 Термометр сопротивления эталонный ЭТС-100 с доверительной погрешностью термометра не более ± 0,15 °C.

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

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

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 и НД на поверку СИ, входящих в состав установки. Средства, измерений входящие в состав установки измерительной групповой автоматизированной «АГЗУ-120М», должны иметь действующие свидетельства о поверке.

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 Проверка отсутствия полного ограничения доступа к метрологически значимой части ПО и измерительной информации.

Для проверки отсутствия полного ограничения доступа к метрологически значимой части ПО и измерительной информации должно быть установлена целостность защитных пломб.

6.3 Опробование

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

6.4 Определение МХ

Определение метрологических характеристик проводится либо с помощью рабочего эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей 1-го разряда (далее – эталон 1), либо проводят поэлементно.

6.4.1 Определение метрологических характеристик (далее - МХ) с помощью эталона 1.

6.4.1.1 Метрологические характеристики «АГЗУ-120М» определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона и значениях, установленных с интервалом 25 - 30 % от максимального расхода рабочего диапазона.

Допускается определение метрологических характеристик «АГЗУ-120М» в трех точках рабочего диапазона: при минимальном (Q_{min}), среднем [$0,5 \times (Q_{min} + Q_{max})$] и максимальном (Q_{max}) значениях расхода.

6.4.1.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти

Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти проводится с использованием эталона 1. Для этого собирают измерительную схему, в которой последовательно соединены эталонные средства измерений эталона 1 и проверяемые массомеры из состава «АГЗУ-120М».

Измерения производят в точках рабочего диапазона, определенных в соответствии с п. 6.4.1.1, с учетом эксплуатационной документацией изготовителя. Масса набранной измеряемой среды при каждом измерении должна обеспечивать набор не менее 10000 импульсов выходного сигнала массового счетчика-расходомера. Значения расхода устанавливают с допуском $\pm 2,5\%$ от номинального значения.

Фиксируют средний расход жидкости, массы жидкости, измеренные эталоном 1 и проверяемыми массомерами «АГЗУ-120М», время измерений.

Основную относительную погрешность измерений массы сырой нефти δM_{xj} , %, в каждой точке расхода определяют по формуле

$$\delta M_{xj} = \frac{M_j - M_j^3}{M_j^3} \cdot 100, \quad (1)$$

где δM_{xj} – относительная погрешность измерений массы сырой нефти в точке расхода, %;

M_j – масса жидкости, измеренная «АГЗУ -120М», кг;

M_j^3 – масса жидкости, измеренная эталоном 1 , кг.

Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений массы сырой нефти в каждой точке не превышает $\pm 2,5\%$.

6.4.1.3 Определение относительной погрешности измерений объема свободного газа, приведенного к стандартным условиям

Вычисление объема свободного газа, приведенного к стандартным условиям, проводится в точках рабочего диапазона, определенных в соответствии с п. 6.4.1.1, путем задания массы газа, измеренной газовым массометром и плотности нефтяного газа по формуле

$$V = \frac{M_g}{\rho_g}, \quad (2)$$

где V - объем газа, приведенный к стандартным условиям, m^3 ;

M_g – масса газа, измеренная массометром газа, кг;

ρ_g – плотность газа, приведенная к стандартным условиям, kg/m^3 , определяют расчетным методом по компонентному составу с учетом влажности согласно ГСССД МР 113-03;

Относительную погрешность измерений объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %, в каждой точке расхода определяют по формуле

$$\delta V_j = \frac{V_j - V_j^3}{V_j^3} \cdot 100, \quad (3)$$

где δV_j – относительная погрешность измерений объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям в точке расхода, %;

V_j – объем газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный «АГЗУ -120М», m^3 ;

V_j^3 – объем газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном 1 , m^3 .

Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, в каждой точке не превышает $\pm 5 \%$.

Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды

6.4.1.4 Относительную погрешность измерений массы сырой нефти без учета воды определяют при рабочем расходе измеряемой среды, в пределах рабочего диапазона расходов и влагосодержания «АГЗУ-120М», определенных по п. 6.4.1.1.

Относительную погрешность измерения массы и массового расхода сырой нефти без учета воды определяют по формуле

$$\delta M_{Hj} = \frac{M_{Hj} - M_{Hj}^3}{M_{Hj}^3} \cdot 100, \quad (4)$$

где M_{Hj} – значение измеренной массы нефти по показаниям «АГЗУ-120М», кг;

M_{Hj}^3 – расчетное значение массы нефти, рассчитываемое на основании показаний эталона 1.

Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений массы и массового расхода нефти не превышает значений:

- при влагосодержании от 0 % до 70 % $\pm 6,0 \%$;
- при влагосодержании свыше 70 % до 95 % $\pm 15 \%$;
- при влагосодержании свыше 95 %.
по утвержденной и
аттестованной в установленном
порядке методике измерений.

6.4.2 При поэлементном определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав «АГЗУ-120М», все средства измерений должны быть поверены в соответствии с НД, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	Наименование НД на поверку
Расходомеры Promass 80E	«ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС, апрель 2011 г.
Счетчик жидкости массовый МАСК	МП 4213-002-52424436-09 «ГСИ. Счетчики жидкости массовые МАСК. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», октябрь 2009 г.
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	МИ 3272-2010 ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС, 25.07.2010 г.

Наименование СИ	Наименование НД на поверку
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ (ТСМУ) -1187	908.2022.00.000 Д6 «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ(ТСМУ)-1088, ТСПУ(ТСМУ)-1088Ex, ТСПУ-1287, ТСПУ-1287Ex, ТСПУ(ТСМУ)-1288, ТСПУ(ТСМУ)-1288Ex, ТСПУ-2288, ТСПУ-2288Ex, КТХАУ(КТХКУ)-0102, КТХАУ(КТХКУ)-0102Ex, ТХАУ-1387, ТХАУ-1387Ex, КТХАУ(КТХКУ)-2088, КТХАУ(КТХКУ)-2088Ex, КТХАУ(КТХКУ)-2088K, КТХАУ(КТХКУ)-2088KEx, КТХАУ(КТХКУ)-2388, КТХАУ(КТХКУ)-2388K, КТХАУ(КТХКУ)-2388Ex, КТХАУ(КТХКУ)-2388KEx, ТХКУ-2888, ТХКУ-2888Ex, КТХАУ(КТХКУ)-2988, КТХАУ(КТХКУ)-9518 Ex, КТХАУ(КТХКУ)-1087, КТХАУ(КТХКУ)-1187, КТХАУ(КТХКУ)-2088-AC, КТХАУ(КТХКУ)-0102-AC, ТСПУ(ТСМУ)-1088-AC, ТСПУ(ТСМУ)-8043-AC, ТППУ-0679, ТПРУ-0679, ТППУ-0679Ex, ТПРУ-0679Ex. Методика поверки», утвержденная в ФГУП «ВНИИМС» , 12.08.2013г.
Преобразователь давления измерительный АИР-10Н	НКГЖ.406233.018МП «Преобразователи давления измерительные АИР-10. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 23.01.2014г.
Датчик расхода газа ДРГ.М	311.01.00.000 МИ «Рекомендация. ГСИ. Датчики расхода газа ДРГ.М. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИР, июнь 2006г.
Прибор вторичный теплоэнергоконтроллер ИМ2300	ИМ23.00.001РЭ «Прибор вторичный теплоэнергоконтроллер ИМ2300. Руководство по эксплуатации» раздел 3.4, утвержденная ГЦИ СИ ФГУ «Пермский ЦСМ», 29.10.2010 г.
Контроллер SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5000	«Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5000. Методика поверки» МП2064-0063-2012, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Менделеева», март 2012 г.
Контроллер измерительный R-AT-MM	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляемых, программно-технических комплексов. Методика поверки»

Примечание: Допускается применение других методик поверки на СИ, утвержденных в установленном порядке.

6.4.2.1 Относительная погрешность измерений массы сырой нефти будет равна определенной при поверке относительной погрешности измерений массы жидкости массометра, установленного в жидкостной линии «АГЗУ-120М».

Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений массы сырой нефти не превышает $\pm 2,5\%$.

6.4.2.2 Определение относительной погрешности измерений объема свободного газа, приведенного к стандартным условиям

6.4.2.2.1 Относительную погрешность определения объема нефтяного газа измеренного объемным расходомером при стандартных условиях, %, определяют по формуле

$$\delta V = \sqrt{\delta_V^2 + (\theta_p \delta_p)^2 + (\theta_T \delta_T)^2 + \delta_K^2}, \quad (5)$$

где δ_V	- допускаемая относительная погрешность измерений объема нефтяного газа в рабочих условиях, %;
δ_p	- относительная погрешность измерения давления нефтяного газа, %;
δ_T	- относительная погрешность измерения абсолютной температуры нефтяного газа, %;
δ_K	- относительная погрешность вычисления коэффициента сжимаемости нефтяного газа, %, определяют по ГОСТ 30319.2;
ϑ_i	- коэффициент влияния соответствующей величины на коэффициент сжимаемости нефтяного газа.

Коэффициенты влияния ϑ_p, ϑ_T вычисляют по следующим формулам

$$\vartheta_p = 1 - \frac{\Delta K_p}{\Delta p} \frac{p}{K}, \quad (6)$$

$$\vartheta_T = 1 + \frac{\Delta K_T}{\Delta T} \frac{T}{K}, \quad (7)$$

где $\Delta p = 0,001 \text{ МПа}$, $\Delta T = 0,01 \text{ К}$ 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 .

6.4.2.2.2 Относительную погрешность измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, при измерении количества нефтяного массометром газа вычисляют по формуле

$$\delta V = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_r^2 + \delta \rho_r^2}, \quad (8)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м^3 ;

δM_r - относительная погрешность измерений массы свободного нефтяного газа, измеренная массовым расходомером-счетчиком газа, кг;

$\delta \rho_r$ - относительная погрешность измерений плотности свободного нефтяного газа, %.

6.4.2.2.3 Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, не превышает $\pm 5 \%$.

6.4.2.3 Относительную погрешность массы сырой нефти без учета воды, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{ж}^2 + \frac{\Delta W_B^2}{\left(1 - \frac{W_B}{100}\right)^2}}, \quad (9)$$

где δM_H - относительная погрешность определений массы сырой нефти без учета воды, %;
 $\delta M_{ж}$ - относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %, равна предельной допускаемой относительной погрешности массомера;
 ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность измерений массы и массового расхода нефти не превышает значений:

- при влагосодержании от 0 % до 70 % $\pm 6,0 \%$;
- при влагосодержании свыше 70 % до 95 % $\pm 15 \%$;
- при влагосодержании свыше 95 %.

по утвержденной и
аттестованной в установленном
порядке методике измерений.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений». На обратной стороне свидетельства о поверке 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 50.2.006-94.