

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

2016 г.

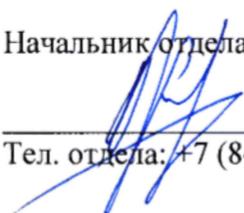
ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Автоматизированная групповая замерная установка АГЗУ-4.0-10-400-П
Методика поверки

МП 0440-9-2016

Начальник отдела НИО-9


К.А. Левин
Тел. отдела: +7 (843) 273 28 96

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на автоматизированную групповую замерную установку АГЗУ – 4.0 – 10 – 400 - П (далее – АГЗУ), предназначенные для прямых и косвенных измерений массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды и объема свободного нефтяного газа, и устанавливает методику их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – **четыре** года.

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности на соответствие технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) АГЗУ	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

2. Средства поверки

2.1. Первичную и периодическую поверку проводят проливным способом с использованием Государственного первичного специального эталона массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 или эталонов 1-го и 2-го разряда по ГОСТ 8.637 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков» (далее – эталоны)

2.2. Если специфика эксплуатации не допускает возможности проведения периодической поверки АГЗУ проливным способом с использованием эталонов, то допускается проводить поверку поэлементно согласно п. 6.5.2.

3. Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», а также другими действующими отраслевыми нормативными документами (НД);
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений (далее – 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 проливным способом соблюдают условия, указанные в правилах хранения и применения эталонов

4.2. При проведении периодической поверке соблюдают условия указанные в разделах «Условия поверки» в НД на методику поверки всех СИ, входящих в состав АГЗУ.

5. Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с эксплуатационными документами АГЗУ и НД на методики поверки СИ, входящих в состав АГЗУ.

6. Проведение поверки

6.1. Проверяют соответствие комплектности АГЗУ требованиям к комплектности, указанной в технической документации (ТУ, паспорт).

6.2. Проводят идентификацию ПО АГЗУ. ПО должно иметь идентификационные признаки, соответствующие указанным в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 - Идентификационные данные ПО АГЗУ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AgzuIMS2.br
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.71.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

6.2.1. Идентификацию ПО АГЗУ проводят следующим образом: в окне основного экрана нажимают на кнопку «ПО ШОИУ АГЗУ». После нажатия на эту кнопку откроется окно содержащее информацию о наименовании, версии и цифровом идентификаторе ПО.

6.2.2. Если идентификационные данные ПО (наименование и версия) не соответствуют указанным в таблице 2, результаты поверки считают отрицательными.

6.3. Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие АГЗУ следующим требованиям:

- комплектность АГЗУ должна соответствовать технической документации;
- на компонентах АГЗУ не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах АГЗУ должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.4. Опробование

6.4.1. Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав АГЗУ.

6.4.2. Проверяют действие и взаимодействие компонентов АГЗУ в соответствии с эксплуатационными документами.

6.5. Определение метрологических характеристик проводят проливным способом (п. 6.5.1) или поэлементным способом (п.6.5.2)

6.5.1. Определение метрологических характеристик АГЗУ при периодической поверке проливным способом.

6.5.1.1. Определение относительной погрешности при измерении массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям проводится с использованием ГЭТ 195 или рабочего эталона в испытательной лаборатории.

Для поверки АГЗУ подключается к эталону и на эталоне создается газожидкостный поток с параметрами, соответствующими таблице 3. В каждой j -й точке проводят не менее трех измерений.

Т а б л и ц а 3 - Параметры газожидкостного потока при поверке

№	Расход жидкости, Q_L , т/ч	Объемная доля воды в жидкой фазе, WLR , % об. доли	Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, Q_G , м ³ /ч
1	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_L^{\max}$	От 0 до 35	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_G^{\max}$
2		От 35 до 70	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_G^{\max}$
3		От 70 до 100	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_G^{\max}$
4	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_L^{\max}$	От 0 до 35	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_G^{\max}$

Окончание таблицы 3

№	Расход жидкости, Q_L , т/ч	Объемная доля воды в жидкой фазе, WLR , % об. доли	Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, Q_G , м ³ /ч
5		От 35 до 70	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_G^{\max}$
6		От 70 до 100	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_G^{\max}$
7	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_L^{\max}$	От 0 до 35	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_G^{\max}$
8		От 35 до 70	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_G^{\max}$
9		От 70 до 100	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_G^{\max}$

Q_L^{\max} - максимальный расход жидкости, воспроизводимый эталоном или измеряемый АГЗУ согласно описанию типа, т/ч;

Q_G^{\max} - максимальный расход газа, приведенный к стандартным условиям, воспроизводимый эталоном или измеряемый АГЗУ согласно описанию типа, м³/ч.

При каждом i -м измерении в j -й точке расхода определяется:

А) относительная погрешность измерений массы и массового расхода сырой нефти по формуле:

$$\delta G_{CHij} = \frac{G_{CHij} - G_{CHij}^{ref}}{G_{CHij}^{ref}} \cdot 100\% \quad (1)$$

где δG_{CHij} - относительная погрешность АГЗУ при измерении расхода сырой нефти;

G_{CHij} - результат измерений АГЗУ расхода сырой нефти при i -м измерении в j -й точке расхода, т/ч

G_{CHij}^{ref} - значение расхода сырой нефти, воспроизводимого эталоном при i -м измерении в j -й точке расхода, т/ч.

Б) относительная погрешность измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды по формуле:

$$\delta G_{Hij} = \frac{G_{Hij} - G_{Hij}^{ref}}{G_{Hij}^{ref}} \cdot 100\% \quad (2)$$

где δG_{Hij} - относительная погрешность АГЗУ при измерении расхода сырой нефти без учета воды;

G_{Hij} - результат измерений АГЗУ расхода сырой нефти без учета воды при i -м измерении в j -й точке расхода, т/ч

G_{Hij}^{ref} - значение расхода сырой нефти без учета воды, воспроизводимого эталоном при i -м измерении в j -й точке расхода, т/ч.

В) относительная погрешность измерений объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям по формуле:

$$\delta Q_{ij} = \frac{Q_{ij} - Q_{ij}^{ref}}{Q_{ij}^{ref}} \cdot 100\% \quad (3)$$

где δQ_{ij} - относительная погрешность АГЗУ при измерении объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям;

Q_{ij} - результат измерений АГЗУ объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям при i -м измерении в j -й точке расхода, т/ч

Q_{ij}^{ref} - значение объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, воспроизводимого эталоном при i -м измерении в j -й точке расхода, т/ч.

Результаты поверки считаются удовлетворительными, если ни одно из значений относительной погрешности, определенных по формулам (1), (2), (3) не превышает:

- при измерении массы и массового расхода сырой нефти ± 2,5 %
- при измерении объема и объемного расхода нефтяного газа ± 5,0 %
- при измерении массы и массового расхода сырой нефти без учета воды
 - при содержании объемной доли воды до 70 % ± 6,0 %
 - при содержании объемной доли воды от 70 % до 90 % ± 15,0 %

6.5.1.2. Если условие не выполняется хотя бы для одного измерения соответствующей величины, то проводят дополнительное измерение и повторно определяют относительную погрешность измерения соответствующей величины. Если это условие продолжает не выполняться, то поверку прекращают до выявления и устранения причин невыполнения данного условия. После устранения причин заново проводят серию из не менее трех измерений соответствующей величины, и определяют относительную погрешность ее измерения. В случае если условие повторно не выполняется, результаты поверки считают отрицательными.

6.5.2. Определение метрологических характеристик АГЗУ при периодической поверке поэлементным способом.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав АГЗУ, проводят в соответствии с НД, приведенными в описании типа на СИ.

Т а б л и ц а 4 – СИ и методики их поверки

№	Наименование средства измерений	Регистрационный № ФИФ	НД на методику поверки
Средства измерений массы и массового расхода сырой нефти и попутного нефтяного газа:			
1.	Расходомеры массовые Promass	№ 15201-11	«ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки» утв. ВНИИМС в апреле 2011
Средства измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих условиях:			
2.	Датчик расхода газа «ДУМЕТИС-1223М»	№ 57997-14	1223М.00.00.000 МП «Инструкция. ГСИ. Датчик расхода газа «ДУМЕТИС-1223М». Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» 20.12.2013
Средства измерений содержания объемной доли воды в сырой нефти			
3.	Влагомеры сырой нефти ВОЕСН	№ 32180-11	ВОЕСН-4.00.00.000МП «ГСИ. Влагомер сырой нефти ВОЕСН. Методика поверки», утв. ОАО «Нефтеавтоматика» 15.06.2011

Окончание таблицы 4

№	Наименование средства измерений	Регистрационный № ФИФ	НД на методику поверки
Средства измерений и показывающие средства измерений избыточного давления			
4.	Датчики избыточного давления Метран-150	№ 32854-13	МП 4212-012-213 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки» утв. ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 г.
5.	Манометры избыточного давления показывающие МП-У модификации МП-3У	№ 10135-15	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Средства измерений и показывающие средства измерений температуры			
6.	Преобразователи температуры Метран-280-Ех модели Метран-286-Ех	№ 23410-13	МИ 280.01.00-2013 «Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех. Методика поверки»
ПЛК			
7.	Системы управления модульные В&R X20	№ 57232-14	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»

Если по результатам поверки СИ, входящих в состав АГЗУ, их метрологические характеристики соответствуют описаниям типа СИ, указанных в таблице 3, АГЗУ является поверенной и пригодной к эксплуатации.

7. Оформление результатов поверки

7.1. При положительных результатах поверки АГЗУ оформляют свидетельство о поверке АГЗУ с перечислением СИ конфигурации АГЗУ и их результатов поверки по НД таблицы 3 в соответствии с требованиями обязательных НД.

7.2. При отрицательных результатах поверки АГЗУ к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с требованиями действующих НД.