

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

«28» апреля 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

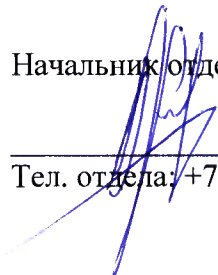
Государственная система обеспечения единства измерений

Установки измерительные нефти и нефтяного газа

Методика поверки

МП 0582-9-2017

Начальник отдела НИО-9

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

г. Казань  
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на Установку измерительную нефти и нефтяного газа (далее – установка), предназначенная для прямых и косвенных измерений массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды и объема свободного нефтяного газа, и устанавливает методику ее 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 технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) УСТАНОВКИ	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 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков» (далее – эталоны)

2.2. Если специфика эксплуатации не допускает возможности проведения периодической поверки установки проливным способом с использованием эталонов, то допускается проводить поверку поэлементным способом 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 поверки поэлементным способом соблюдают условия, указанные в разделах «Условия поверки» в методике поверки соответствующего СИ, входящего в состав установки.

## 5. Подготовка к поверке

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

## 6. Проведение поверки

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

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

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AgzuIMS.br
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.72.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

6.2.1. Идентификацию ПО установки 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. Если идентификационные данные ПО не соответствуют указанным в таблице 2, результаты поверки считают отрицательными.

### 6.4. Внешний осмотр

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 соответствовать технической документации.

### 6.5. Опробование

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

6.5.2. Проверяют работоспособность компонентов установки в соответствии с эксплуатационными документами.

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

6.6.1. Определение метрологических характеристик установки при периодической поверке проливным способом.

6.6.1.1. 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 установка подключается к эталону и на эталоне создается газожидкостный поток с параметрами, соответствующими таблице 3. В каждой  $i$ -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
---	------------------------------	--	---

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	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_G^{\max}$
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, создаваемый эталоном или максимальный расход, измеряемый установкой согласно описанию типа, т/ч

$Q_G^{\max}$  - максимальный расход газа, приведенный к стандартным условиям, создаваемый эталоном или максимальный расход, измеряемый установкой согласно описанию типа, м<sup>3</sup>/ч

При каждом  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке расхода относительная погрешность определяется по формуле:

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

где  $\delta Q_{ij}$  - относительная погрешность установки при измерении расхода;

$Q_{ij}$  - показания или значения выходного сигнала установки при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке расхода, т/ч

$Q_{ij}^{ref}$  - показания или значения выходного сигнала эталона при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке расхода, т/ч

Результаты поверки считаются удовлетворительными, если ни одно из значений относительной погрешности не превышает следующих значений :

- при измерении массы и массового расхода сырой нефти ± 2,5 %
- при измерении объема и объемного расхода нефтяного газа ± 5,0 %
- при измерении объема газлифтного 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 95 % ± 15,0 %
  - при содержании объемной доли воды свыше 95 % не нормируется

6.6.1.2. 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.

6.6.2. Определение метрологических характеристик установки при периодической поверке поэлементным способом.

6.6.3. Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав установки, проводят в соответствии с НД, приведенными в описании типа на СИ, указанные в таблице 4.

Т а б л и ц а 4 – Перечень СИ и их регистрационные номера

№	Наименование средства измерений	Регистрационный № ФИФОЕИ	НД на методику поверки
<b>Средства измерений массы и массового расхода сырой нефти и попутного нефтяного газа:</b>			
1.	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	№ 45115-16	МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики расходомеры массовые MicroMotion. Методика поверки»
<b>Средства измерений объемного расхода и объема газлифтного газа</b>			
2.	Счетчик газа «ДУМЕТИС-9423М-Т-50-60»	№ 57998-14	9423М.00.00.00 МП «Инструкция ГСИ. Счетчики газа «ДУМЕТИС-9423М». Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» 11.03.2014
<b>Средства измерений содержания объемной доли воды в сырой нефти</b>			
3.	Влагомеры сырой нефти ВСН-2	№ 24604-12	МП 0016-2-2012 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки» утв. ВНИИР 15.10.2012
4.	Влагомеры поточные L и F	№ 56767-14	МП 0090-6-2013 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные моделей L и F. Методика поверки» утв. ВНИИР 2 дек 2013
5.	Влагомеры сырой нефти ВОЕСН	№ 32180-11	ВОЕСН-4.00.00.000МП «ГСИ. Влагомер сырой нефти ВОЕСН. Методика поверки», утв. ОАО «Нефтеавтоматика» 15.06.2011
6.	Измерители обводненности Red Eye®	№ 47355-11	«Инструкция. Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase. Методика поверки», утв. ВНИИМС в 2011 г.
<b>Средства измерений и показывающие средства измерений избыточного давления</b>			
7.	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.
8.	Манометры показывающие МПА-Кс	№ 50119-12	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и

			самопишущие. Методика поверки»
Средства измерений и показывающие средства измерений температуры			
9.	Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	№ 38548-13	МП 4211-018-2013 «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700. Методика поверки», утв. ФБУ «Челябинский ЦСМ» в июне 2013
Система сбора и обработки информации			
10.	Системы управления модульные V&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 установки, их метрологические характеристики соответствуют описаниям типа данных средств измерений, установка является поверенной и пригодной к эксплуатации.

### 7. Оформление результатов поверки

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

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