

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»
Государственный научный метрологический центр
ФГУП «ВНИИР»

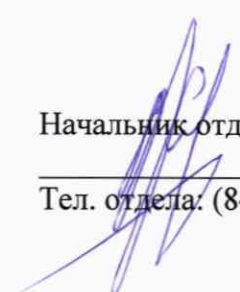
УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора по развитию
А.С. Тайбинский
«23» апреля 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ
Государственная система обеспечения единства измерений
УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА СЫРОЙ НЕФТИ И
СВОБОДНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ТИПА ИУ
Методика поверки

МП 0978-9-2019

Начальник отдела НИО-9
К.А. Левин
Тел. отдела: (843)273-41-60



г. Казань
2019

39 65

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Кудусов Д.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные для определения количества сырой нефти и свободного нефтяного газа типа ИУ (далее – ИУ), и устанавливает методику и средства их первичной и периодической поверок.

Поверку ИУ проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

Если очередной срок поверки средств измерений (далее по тексту – СИ) из состава ИУ наступает до очередного срока поверки ИУ, поверяется только это СИ, при этом поверку ИУ не проводят.

Интервал между поверками – четыре года.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции при поверке

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Да
Внешний осмотр	6.2	Да	Да
Проверка идентификации и защиты программного обеспечения (далее – ПО) ИУ	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик (далее по тексту – МХ) ИУ	6.5	Да	Да

1.2 Определение МХ ИУ допускается выполнять одним из трех способов:

- поэлементным способом (п. 6.5.1);
- с помощью Государственного первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011, эталона 1-го или 2-го разрядов по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков» в испытательной лаборатории (п. 6.5.2);
- с помощью эталона 2-го разряда по ГОСТ 8.637 на месте эксплуатации (п. 6.5.3).

2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки ИУ применяются следующие средства поверки:

- Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 по ГОСТ 8.637;
 - эталоны 1-го разряда по ГОСТ 8.637, с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой системы, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 0,5 до 1,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой системы, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) до 1,5 %.
 - эталоны 2-го разряда по ГОСТ 8.637, с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 1,5 до 2,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) от 3 до 5 %.

2.2 Все эталонные СИ должны быть аттестованы в установленном порядке.

3 Требования безопасности и требования к квалификации поверителей

3.1 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, действующие в помещениях, где проводится поверка, и требования безопасности, установленные в руководстве по эксплуатации на эталонные СИ и на поверяемую ИУ.

3.2 Требования к квалификации поверителей.

3.2.1 Поверка ИУ должна проводиться аккредитованными на проведение поверки СИ в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации юридические лица или индивидуальные предприниматели.

3.2.2 Поверку ИУ должен выполнять поверитель, изучивший технологическую схему и принцип ее работы.

4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки ИУ с применением эталонов по ГОСТ 8.637 в испытательных лабораториях соблюдают условия, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Условия окружающей среды

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Количество
1	Температура окружающего воздуха (внутри помещений ИУ)	°С	от + 15 до + 25
2	Относительная влажность воздуха	%	от 30 до 80
3	Атмосферное давление	кПа	от 84 до 104,0

4.2 Первичную и периодическую поверки ИУ проводят путем определения допустимой относительной основной погрешности при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с применением эталонов, указанных в разделе 2.

4.3 При проведении поверки поэлементным способом соблюдают условия в соответствии с требованиями методик поверки СИ, входящих в состав установки.

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации ИУ и эксплуатационными документами на СИ, входящие в состав установки. На поверку представляют ИУ после проведения настройки и калибровки.

Все СИ, входящие в состав ИУ должны быть поверены и иметь действующий оттиск поверительного клейма или наклейку.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на ИУ и СИ, входящие в состав ИУ.

6.2 Внешний осмотр

6.2.1 При внешнем осмотре устанавливают:

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести поверку;
- соответствие комплектности ИУ эксплуатационной документации;
- читаемость надписей и обозначений, их соответствие требованиям эксплуатационной документации.

6.3 Проверка идентификационных данных ПО

6.3.1 При включении питания станции управления после инициализации системы на панели отобразится экран приветствия в правом нижнем углу которого отображается наименование и номер версии встроенного ПО контроллера.

6.3.2 Если полученные при этом идентификационные данные и идентификационные данные, указанные в описании типа ИУ, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия идентификационных данных ПО. В противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование СИ, входящих в состав ИУ, проводят в соответствии с нормативными документами на их поверку.

6.4.2 Опробование ИУ проводят на ГЭТ 195-2011, эталоне 1-го или 2-го разрядов (при поверке в испытательной лаборатории), либо с применением эталона 2-го разряда на коллекторе скважины (при поверке на месте эксплуатации).

6.4.3 Опробование ИУ проводят путем изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение.

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

6.5 Определение МХ ИУ.

6.5.1 Поверка поэлементным способом осуществляется в соответствии с методиками поверок на СИ, входящие в состав ИУ.

СИ, участвующие в определении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, подлежат поверке в соответствии с документами, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки.

Наименование СИ	Документы
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400M-2700R	Документ МП 0344-1-2015 «Инструкция. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400M-2700R. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИР» 03 декабря 2015 г.
Расходомеры-счетчики массовые кориолисовые ROTAMASS модели RC	Документ МП 208-008-2019 «ГСИ. Расходомеры-счетчики массовые кориолисовые ROTAMASS модели RC. Методика поверки», утвержденный ФГУП ВНИИМС 26 марта 2019 г.
Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	Документ 3124.0000.00-01 МП «Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак. Методика поверки», утвержденная 28 июня 2016 г. ФГУП «ВНИИМС».
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500)	Документ МП 208-020-2017 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500). Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2017 г. Периодическая поверка на месте эксплуатации допускается по документам:

	<p>- МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»;</p> <p>- МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности».</p>
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS	Документ МП РТ 1720-2012 «ГСИ. Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 15 марта 2012 г.
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	Документ МП 208-004-2018 «Инструкция. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 06.02.2018 г. МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт прuverом в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности». МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой, в комплекте с поточным преобразователем плотности».
Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260»	Документ ЭМ-260.000.000.000.01 МП «Инструкция. ГСИ. Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260». Методика поверки», утверждённм ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ» 20 октября 2014 г.
Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ	Документ МП 42678-09 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-А. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ «ВНИИР» в декабре 2009 г.
Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase	Документ «Инструкция. Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase. Методика поверки», разработанный и утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и входящим в комплект поставки.
Счетчики газа вихревые СВГ	Инструкции 311.00.00.000-03 МИ «ГСИ. Счетчики газа вихревые СВГ. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» в августе 2012 г.

Счетчики газа КТМ600 РУС	Документ МП 0302-13-2015 «Инструкция. ГСИ. Счётчики газа КТМ600 РУС. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИР» 1 июля 2015 г.
Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые ЭЛМЕТРО-Флоус (ДРУ)	Документ МП 0830-1-2018 «Инструкция. ГСИ. Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые ЭЛМЕТРО-Флоус (ДРУ)», утвержденный ФГУП «ВНИИР» 20 августа 2018 г.
Датчики расхода-счетчики «ДАЙМЕТИК-1261»	Документ 1261.00.00.000 МП «ГСИ. Датчик расхода-счётчик «ДАЙМЕТИК-1261». Методика поверки», утвержденный ФБУ «Тюменский ЦСМ» 26.12.2016 г.
Датчики расхода газа «ДУМЕТИС-1223М»	Документ 1223М.00.00.000 МП «Инструкция ГСИ. Датчик расхода газа «ДУМЕТИС-1223М». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» 20 декабря 2013 г.

П р и м е ч а н и е – При использовании документа, приведенного в таблице 3, необходимо проверять действие документа на официальном сайте Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (в разделе утвержденные типы средств измерений).

6.5.2 Определение относительной погрешности ИУ при измерении массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти за вычетом массы воды, объемного расхода попутного свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, проводится с использованием эталонов эталона 1-го или 2-го разрядов по ГОСТ 8.637 в испытательной лаборатории.

6.5.2.1. Для поверки ИУ подключается к эталону, и на эталоне создается газожидкостный поток с параметрами, соответствующими таблице 4. В каждой *i*-й точке проводят не менее трех измерений.

Т а б л и ц а 4 - 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	$(0,01 - 0,35) \cdot Q_L^{\max}$	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, воспроизводимый эталоном или максимальный расход, измеряемый системой согласно описанию типа и эксплуатационной документации ИУ, т/ч

Q_G^{\max} - максимальный расход газа, приведенный к стандартным условиям, воспроизводимый эталоном или максимальный расход, измеряемый системой согласно описанию типа и эксплуатационной документации ИУ, м³/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 δQ_{ij} - относительная погрешность системы при измерении расхода;

Q_{ij} - показания или значения выходного сигнала системы 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

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

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, % ±2,5

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти за вычетом массы воды, %:

от до 70% включ. (объемная доля воды) ±6

св. 70 до 95 % включ. (объемная доля воды) ±15

св. 95 % (объемная доля воды) Определяется в соответствии с методикой измерений

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, % ±5,0

6.5.2.3 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.

6.5.3 Определение допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталона 2-го разряда по ГОСТ 8.637 на месте эксплуатации.

6.5.3.1 Допускаемую относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют при последовательном включении в поток ИУ и эталона 2-го разряда путем сравнения значений каждого параметра, измеренного ИУ, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 2-го разряда, используя в качестве измеряемой среды реальный флюид, поступающий из скважин(ы).

6.5.5.2 Определение допускаемых относительных погрешностей массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, производится одновременно на каждом скважинном флюиде с соответствующим соотношением компонентов. В каждой точке проводят три измерения.

6.5.3.3 Допускаемую относительную погрешность i -го измерения массового расхода сырой нефти $\delta Q_{жиj}$, %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{жиj} = \frac{Q_{жиj} - Q_{жиj}^э}{Q_{жиj}^э} \cdot 100 \quad (2)$$

где $i = 1 \dots 3$;

$Q_{жиj}$ – массовый расход сырой нефти, измеренный ИУ, т/ч;

$Q_{жиj}^э$ – массовый расход сырой нефти, измеренный эталоном 2-го разряда на месте эксплуатации, т/ч.

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

6.5.3.4 Допускаемую относительную погрешность i -го измерения массового расхода сырой нефти без учета воды $\delta Q_{ниj}$, %, в j -ой точке определяют по формуле

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

где $i = 1 \dots 3$;

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

$Q_{ниj}^э$ – массовый расход сырой нефти без учета воды, измеренный эталоном 2-го разряда на месте эксплуатации, т/ч.

Значение допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды при каждом измерении не должно превышать:

- при влагосодержании до 70% (объемная доля воды) $\pm 6,0\%$;
- при влагосодержании свыше 70% до 95% (объемная доля воды) $\pm 15,0\%$;
- при влагосодержании свыше 95% (объемная доля воды) Определяется в соответствии с методикой измерений.

6.5.3.5 Допускаемую относительную погрешность i -го измерения объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям $\delta Q_{гij}$, %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{гij} = \frac{Q_{гij} - Q_{гij}^э}{Q_{гij}^э} \cdot 100 \quad (4)$$

где $i = 1 \dots 3$;

$Q_{гij}$ – объемный расход свободного попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный ИУ, м³/ч;

$Q_{гij}^э$ – объемный расход свободного попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном 2-го разряда на месте эксплуатации, м³/ч.

6.5.3.6 Значение допускаемой относительной основной погрешности измерения объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, при каждом измерении не должно превышать ± 5 %.

В случае если это условие для любого i -го измерения не выполняется, проводят дополнительное измерение соответствующей величины и повторно определяют допускаемую

относительную погрешность измерения соответствующей величины. Если после этого значение допускаемой относительной погрешности измерения соответствующей величины не удовлетворяет требованиям, изложенным в соответствующем пункте, то поверку прекращают до выявления и устранения причин невыполнения этих условий. После устранения причин повторно проводят серию из трех измерений соответствующей величины и определяют допускаемую относительную погрешность для каждого измерения. Если значения допускаемой относительной погрешности измерений вновь превышают указанные значения, то результаты поверки считают отрицательными.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 При положительном результате поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», в котором указывается диапазон измерений в соответствии с описанием типа или фактически обеспеченный при поверке, и допускают ИУ к эксплуатации или оформляется раздел о поверке в паспорте ИУ.

При положительном результате поверки знак поверки наносится: на свидетельство о поверке или в паспорте ИУ в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

7.3 При отрицательных результатах повторной поверки ИУ к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности согласно Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин.