

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»
ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» –
Первый заместитель директора по научной работе –
Заместитель директора по качеству



В.А. Фафурин

« 31 » августа 2015 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Установки измерительные УИ

Методика поверки

МП 0340-9-2015

н.р. 63837-16

г. Казань

2015

ПРЕДИСЛОВИЕ

РАЗРАБОТАНА	Центром испытаний средств измерений Федеральным государственным унитарным предприятием Всероссийским научно - исследовательским институтом расходомерии (ЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»)
ИСПОЛНИТЕЛИ	Левин К.А., Шабалин А.С.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП «ВНИИР»
ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ	

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ФГУП «ВНИИР» и ОАО «Трубодеталь»

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	4
2. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	4
3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ	5
4. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ	5
5. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ	6
6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ	6
7. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	11

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные УИ (далее - установки), производимые ОАО «Трубодеталь» по ТУ 3667-045-04834179-2015, и устанавливает методику и средства их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками - 3 года.

1. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Внешний осмотр	6.2	Да	Да
Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО)	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик (далее – МХ) установки	6.5	Да	Да

2. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки установки могут быть применены следующие средства поверки:

- эталоны 1-го разряда с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, 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 установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) до 1,5 %.

- эталоны 2-го разряда 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 Допускается при проведении поверки применение первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011.

2.3 Все эталонные средства измерений 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 установку.

3.2 Требования к квалификации поверителей.

3.2.1 Поверка установки должна проводиться метрологической службой предприятия (организации), аккредитованной в установленном порядке.

3.2.2 Поверку установки должен выполнять поверитель, изучивший технологическую схему и принцип его работы.

3.2.3 Поверитель должен быть аттестован в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»

4. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

4.1 При проведении поверки установки с применением эталонов (кроме мобильных эталонных установок, работающих на реальных измерительных средах) по ГОСТ Р 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков» соблюдают следующие условия:

Таблица 2

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Количество
1	Температура окружающего воздуха	°С	от плюс 15 до плюс 25
2	Относительная влажность воздуха	%	от 30 до 80
3	Атмосферное давление	кПа	от 84 до 106,7

4.2 Первичную поверку установки проводят в два этапа:

- контроль метрологических характеристик всех СИ, входящих в состав установки (поэлементным способом);

- определение допускаемой основной относительной погрешности при измерении массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

4.3 Допускается выполнение первичной поверки только поэлементным способом на предприятии-изготовителе до ввода в эксплуатацию рабочих эталонов 1-го и 2-го разряда по ГОСТ Р 8.637.

4.4 Периодическую поверку установки проводят путем определения допускаемой основной относительной погрешности при измерении массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

4.5 Допускается выполнение периодической поверки поэлементным способом до ввода в эксплуатацию мобильных эталонных установок 2-го разряда по ГОСТ Р 8.637, работающих на реальных измерительных средах.

5. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

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

6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяют наличие эксплуатационно-технической документации на установку и СИ, входящие в ее состав.

6.2 Внешний осмотр.

6.2.1 При внешнем осмотре устанавливают:

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

6.3 Проверка идентификационных данных ПО.

6.3.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО установки, необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для ПО, входящего в его состав.

Открывается окно «Версия программного обеспечения», в котором приведены сведения об идентификационных данных ПО, сгенерированных с помощью алгоритма вычислений контрольной суммы CRC32 по данным, взятым из блоков «BT_Control» и «Arhiv».

6.3.2 Если полученные при этом идентификационные данные и идентификационные данные, указанные в описании типа установки, 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 установки, проводят в соответствии с нормативными документами на их поверку.

6.4.2 Опробование установки проводят на 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 установки 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 установки.

6.5.1. Определение МХ установки проводят тремя способами:

- поэлементным способом;
- с помощью эталона 1-го или 2-го разрядов в испытательной лаборатории;
- с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации.

6.5.2 Допускается выполнение первичной и периодической поверок поэлементным способом в случаях, предусмотренных п. 4.3 и 4.4.

6.5.2.1 Поверка поэлементным способом осуществляется в соответствии с методиками поверок на средства измерений, входящие в состав установки.

6.5.3 Определение допускаемой основной относительной погрешности при измерении массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталона 1-го или 2-го разрядов в испытательной лаборатории.

Допускаемую основную относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 1-го или 2-го разрядов, используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь из имитатора нефти, воды и газа (воздуха).

Для поверки установки на эталоне 1-го или 2-го разрядов создается газожидкостный поток с комбинацией из трех расходов смеси имитатора нефти и воды ($Q_{ж1}$, $Q_{ж2}$, $Q_{ж3}$) в трех различных объемных долях воды (10 %, 70 %, 95 %) и трех расходов газа (воздуха) ($Q_{г1}$, $Q_{г2}$, $Q_{г3}$). Расходы

имитатора нефти и воды соответствуют минимальному, среднему и максимальному расходам, воспроизводимым на эталоне 1-го или 2-го разрядов.

Определение допускаемых основных относительных погрешностей измерений массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды и объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, производится одновременно в каждой точке, соответствующей определенному расходу газожидкостной смеси (смеси имитатора нефти, воды и газа (воздуха)) с соответствующим соотношением компонентов. В каждой точке проводят три измерения.

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

$$\delta Q_{жij} = \frac{Q_{ij} - Q_{ij}^3}{Q_{ij}^3} \cdot 100 \quad (1)$$

где $i = 1 \dots 3$;

Q_{ij} – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный установкой, т/ч;

Q_{ij}^3 – массовый расход смеси имитатора нефти и воды, измеренный эталоном 1-го или 2-го разрядов, т/ч.

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

6.5.3.2 Допускаемую основную относительную погрешность i -го измерения массового расхода сырой нефти без учета воды δQ_{nij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{nij} = \frac{Q_{nij} - Q_{nij}^3}{Q_{nij}^3} \cdot 100 \quad (2)$$

где $i = 1 \dots 3$;

Q_{nij} – массовый расход нефти (сырой без учета воды), измеренный установкой, т/ч;

Q_{nij}^3 – массовый расход имитатора нефти без учета воды, измеренный эталоном 1-го или 2-го разрядов, т/ч.

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

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

6.5.3.3 Допускаемую основную относительную погрешность i -го измерения объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям δQ_{zij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

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

где $i = 1 \dots 3$;

Q_{ij} – объемный расход газа (воздуха), приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой, м³/ч;

Q_{ij}^3 – объемный расход газа (воздуха), приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном 1-го или 2-го разрядов, м³/ч.

Значение допускаемой основной относительной погрешности измерения объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, не должно превышать $\pm 5 \%$.

Установка признается прошедшей поверку, если допускаемые основные относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах 6.5.3.1, 6.5.3.2, 6.5.3.3.

В случае если это условие для любого i -го измерения не выполняется, проводят дополнительное измерение соответствующей величины и повторно определяют допускаемую основную относительную погрешность измерения соответствующей величины. Если после этого значение допускаемой основной 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 основную относительную погрешность для каждого измерения. Если значения допускаемой основной относительной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах 6.5.3.1, 6.5.3.2 или 6.5.3.3, результаты поверки считают отрицательными.

6.5.4 Определение допускаемой основной относительной погрешности при измерении массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации.

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

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

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

$$\delta Q_{жij} = \frac{Q_{ij} - Q_{ij}^3}{Q_{ij}^3} \cdot 100 \quad (4)$$

где $i = 1 \dots 3$;

Q_{ij} – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный установкой, т/ч;

Q_{ij}^3 – массовый расход жидкости (сырой нефти), измеренный эталоном 2-го разряда на месте эксплуатации, т/ч.

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

6.5.4.2 Допускаемую основную относительную погрешность i -го измерения массового расхода сырой нефти без учета воды δQ_{nij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{nij} = \frac{Q_{nij} - Q_{nij}^3}{Q_{nij}^3} \cdot 100 \quad (5)$$

где $i = 1 \dots 3$;

Q_{nij} – массовый расход нефти (сырой нефти без учета воды), измеренный установкой, т/ч;

Q_{nij}^3 – массовый расход нефти (сырой нефти без учета воды), измеренный эталоном 2-го разряда на месте эксплуатации, т/ч.

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

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

6.5.4.3 Допускаемую основную относительную погрешность i -го измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям δQ_{zij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{zij} = \frac{Q_{ij} - Q_{ij}^3}{Q_{ij}^3} \cdot 100 \quad (6)$$

где $i = 1 \dots 3$;

Q_{ij} – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой, м³/ч;

Q_{ij}^3 – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном 2-го разряда на месте эксплуатации, м³/ч.

Значение допускаемой основной относительной погрешности измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, не должно превышать ± 5 %.

Установка признается прошедшим поверку, если допускаемые основные относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах 6.5.4.1, 6.5.4.2, 6.5.4.3.

В случае если это условие для любого i -го измерения не выполняется, проводят дополнительное измерение соответствующей величины и повторно определяют допускаемую основную относительную погрешность измерения соответствующей величины. Если после этого значение допускаемой основной 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 основную относительную погрешность для каждого измерения. Если значения допускаемой основной относительной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах 6.5.4.1, 6.5.4.2 или 6.5.4.3, 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 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и допускают установку к эксплуатации.

7.3 При отрицательном результате поверки выясняют и устраняют причины отрицательного результата или проводят калибровку установки в соответствии с эксплуатационной документацией. Затем проводят повторную поверку в соответствии с данным документом.

При отрицательных результатах повторной поверки установку к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, 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. Установка после выдачи извещения о непригодности направляется в ремонт, утилизируется, либо используется для целей, не входящих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений.