

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

УТВЕРЖДАЮ

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



В.А. Фафурин

« 20 » марта 2015 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

РАСХОДОМЕРЫ МНОГОФАЗНЫЕ NetOil&Gas

производства АО «ГМС Нефтемаш»

Методика поверки

МП 0325-9-2015

г.р. 63591-16

Казань

2015 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

| | |
|-----------------|---------------------------|
| РАЗРАБОТАНА | ФГУП «ВНИИР» |
| ИСПОЛНИТЕЛИ | Левин К.А., Шабалин А.С. |
| РАЗРАБОТАНА | АО «ГМС «Нефтемаш» |
| ИСПОЛНИТЕЛИ | Никулин С.Г., Нужнов Т.В. |
| УТВЕРЖДЕНА | ФГУП «ВНИИР» |
| ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ | |

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ФГУП «ВНИИР» и АО «ГМС Нефтемаш».

ОГЛАВЛЕНИЕ

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

Настоящий документ распространяется на расходомеры многофазные NetOil&Gas (далее - расходомеры) производства АО «ГМС Нефтемаш» и устанавливает методику и средства их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – 4 года.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

| Наименование операции | Номер пункта документа по поверке | Проведение операции при | |
|---|-----------------------------------|-------------------------|-----------------------|
| | | первичной поверке | периодической поверке |
| Внешний осмотр | 6.1 | Да | Да |
| Опробование | 6.2 | Да | Да |
| Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) | 6.3 | Да | Да |
| Определение метрологических характеристик (далее – МХ) расходомера | 6.4 | Да | Да |

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки должны быть применены следующие средства поверки:

- эталоны 1-го разряда с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемого расходомера, 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 поверяемого расходомера, 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 поверяемого расходомера, 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 поверяемого расходомера, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) от 3,0 до 5,0%.

2.3 Допускается при проведении поверки применение эталона 2-го разряда, воспроизводящего двухфазный поток (газ, вода), аттестованного в установленном порядке, с диапазонами воспроизводимого массового расхода воды и воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующими рабочим диапазонам поверяемого расходомера.

2.4 Допускается при проведении поверки применение первичного специального эталона ГЭТ 195-2011.

2.5 Все эталонные средства измерений должны быть аттестованы в установленном порядке.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки соблюдают требования безопасности, действующие в лаборатории, в которой выполняется поверка, а также требования безопасности, указанные в руководствах по эксплуатации расходомера и используемых средств поверки.

4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

Поверку проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, ознакомившиеся с настоящей методикой поверки и руководством по эксплуатации расходомеров.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны выполняться следующие условия:

- температура окружающего воздуха $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха от 30% до 80%;
- атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа.

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Визуальным осмотром проверяют отсутствие механических повреждений расходомеров и целостность монтажных соединений.

Результаты проверки считают удовлетворительными, если не обнаружены механических повреждений и не нарушена целостность монтажных соединений.

6.1.2 Проверяют соответствие комплектности расходомера указанной в технической документации, соответствие мест установки и присоединения компонентов.

Результаты проверки считают удовлетворительными, если комплектность, места установки или присоединения компонентов соответствуют указанным в технической документации.

6.1.3 Проверяют соответствие внешнего вида и места нанесения маркировки предусмотренным в технической документации

Результаты проверки считают удовлетворительными, если внешний вид и маркировка соответствуют требованиям технической документации.

6.1.4 При внешнем осмотре визуально проверяют отсутствие на рабочих поверхностях следов коррозии, вмятин, рисок, раковин, трещин, выбоин, неровностей и загрязнений и т.п.

Результаты проверки считают удовлетворительными, если при внешнем осмотре не выявлено перечисленных выше дефектов

6.2. Опробование

Проверяют работоспособность расходомера. Для этого подают питание на расходомер и контролируют включение устройства обработки информации.

6.3 Проверка идентификационных данных ПО

Для того, чтобы проверить идентификационные данные программного обеспечения необходимо войти в систему измерения многофазного потока путем ввода имени пользователя и пароля.

Результат подтверждения соответствия программного обеспечения расходомера считается положительным, если полученные идентификационные данные программного обеспечения соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа средства измерения и в таблице 1.

Таблица 1

| Идентификационные признаки | Значение |
|--|-----------------|
| Идентификационное наименование ПО | Image.ci3 |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 6.3.65 |
| Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Не используется |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | — |

6.4 Определение МХ расходомера проводят тремя способами:

- с помощью эталона 1-го или 2-го разрядов в испытательной лаборатории;
- с помощью эталона 2-го разряда, воспроизводящего двухфазный поток (газ, вода), в испытательной лаборатории;
- с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации.

6.4.1 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, с помощью эталона 1-го или 2-го разрядов в испытательной лаборатории.

Примечание: Здесь и далее под относительной погрешностью измерений понимается основная относительная погрешность измерений.

Относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного расходомером, 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 расходомера на эталоне 1-го или 2-го разрядов создается газожидкостный поток с комбинацией из трех расходов смеси имитатора нефти и воды ($Q_{ж1}$, $Q_{ж2}$ и $Q_{ж3}$) в трех различных объемных долях воды (10%, 70%, 95%) и трех расходов газа (воздуха) ($Q_{г1}$, $Q_{г2}$ и $Q_{г3}$). Расходы имитатора нефти и воды должны соответствовать минимальному, среднему и максимальному расходам расходомера в пределах диапазона расходов, воспроизводимых эталоном 1-го или 2-го разрядов. Расход газа (воздуха) должен обеспечивать объемную долю газа (ОДГ) в пределах 0-10%, 20-30% и 40-50%.

Определение 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.

А) Относительную погрешность i -го измерения массового расхода сырой нефти $\delta Q_{жij}$, %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{жij} = \frac{Q_{ij} - Q_{ij}^3}{Q_{ij}^3} \cdot 100$$

где $i = 1 \dots 3$;

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

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

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

Б) Относительную погрешность i -го измерения массового расхода сырой нефти без учета воды δQ_{nij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{nij} = \frac{Q_{nij} - Q_{nij}^3}{Q_{nij}^3} \cdot 100$$

где $i = 1 \dots 3$;

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

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

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

- при влагосодержании от 0% до 70% $\pm 6,0\%$;

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

В) Относительную погрешность i -го измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям $\delta Q_{гij}$, %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{гij} = \frac{Q_{ij} - Q_{ij}^3}{Q_{ij}^3} \cdot 100$$

где $i = 1 \dots 3$;

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

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

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

Расходомер признается прошедшим поверку, если относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах А), Б), В).

В случае, если это условие для любого i -го измерения не выполняется, проводят дополнительное измерение соответствующей величины и повторно определяют относительную погрешность измерения соответствующей величины. Если после этого значение

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 относительную погрешность для каждого измерения. Если значения относительной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах А), Б) или В), результаты поверки считают отрицательными.

6.4.2 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, с помощью эталона 2-го разряда, воспроизводящего двухфазный поток (газ, вода), в испытательной лаборатории.

Относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного расходомером, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 2-го разряда, воспроизводящего двухфазный поток, используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь, состоящую из воды и газа (воздуха).

Для поверки расходомера на эталоне 2-го разряда создается газожидкостный поток с комбинацией из трех расходов воды ($Q_{ж1}$, $Q_{ж2}$ и $Q_{ж3}$) и трех расходов газа (воздуха) ($Q_{г1}$, $Q_{г2}$ и $Q_{г3}$). Расход воды должен соответствовать минимальному, среднему и максимальному расходам расходомера в пределах диапазона расходов, воспроизводимых эталоном 2-го разряда. Расход газа (воздуха) должен обеспечивать объемную долю газа (ОДГ) в пределах 0-10%, 20-30% и 40-50%.

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

А) Относительную погрешность i -го измерения массового расхода сырой нефти $\delta Q_{жij}$, %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{жij} = \frac{Q_{ij} - Q_{ij}^э}{Q_{ij}^э} \cdot 100$$

где $i = 1 \dots 3$;

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

$Q_{ij}^э$ – массовый расход воды, измеренный эталоном 2-го разряда, т/ч.

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

Б) Относительную погрешность i -го измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям δQ_{zij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{zij} = \frac{Q_{ij} - Q_{ij}^э}{Q_{ij}^э} \cdot 100$$

где $i = 1 \dots 3$.

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

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

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

Расходомер признается прошедшим поверку, если относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах А), Б).

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

6.4.3 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, с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации.

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

Поверку расходомера с помощью эталона 2-го разряда, используя в качестве измеряемой среды реальный флюид, производят на скважине, на которой он применяется. Для расходомера в составе АГЗУ измерения проводятся не менее, чем на 3-х из подключенных к расходомеру скважин. В случае большого скважинного фонда (расходомер в составе мобильной ИУ) измерения проводятся не менее, чем на 3-х скважинах с наиболее типичными значениями расхода, объемной доли газа и обводненности флюида.

Определение 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.

А) Относительную погрешность i -го измерения массового расхода сырой нефти $\delta Q_{жij}$, %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{жij} = \frac{Q_{ij} - Q_{ij}^3}{Q_{ij}^3} \cdot 100$$

где $i = 1 \dots 3$;

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

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

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

Б) Относительную погрешность i -го измерения массового расхода сырой нефти без учета воды δQ_{nij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{nij} = \frac{Q_{nij} - Q_{nij}^3}{Q_{nij}^3} \cdot 100$$

где $i = 1 \dots 3$;

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

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

Значение относительной погрешности i -го измерения массы и массового расхода сырой нефти без учета воды не должно превышать:

- при влагосодержании от 0% до 70% $\pm 6,0\%$;

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

В) Относительную погрешность i -го измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям δQ_{zij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{zij} = \frac{Q_{ij} - Q_{ij}^3}{Q_{ij}^3} \cdot 100$$

где $i = 1 \dots 3$.

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

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

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

Расходомер признается прошедшим поверку, если относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах А), Б), В).

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

6.5 При выходе из строя средства измерений из состава расходомера допускается его замена на такое же поверенное средство измерений. После проведения работ по замене средства измерений повторная поверка расходомера не проводится.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

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» и допускают расходомер к эксплуатации.

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

При отрицательных результатах повторной поверки расходомер к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, выдают извещение о непригодности согласно Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин. Расходомер после выдачи извещения о непригодности направляется в ремонт, утилизируется, либо используется для целей, не входящих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений.