

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
ИМ.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ВСЕ-
РОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора филиала
ВНИИР филиала ФГУП «ВНИИМ им.
Д.И. Менделеева»



А.С. Тайбинский

2025 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ «МЕРА-ММ.XXX»

Методика поверки с изменением № 2

МП 1475-9-2022

Начальник научно-
исследовательского отдела

К.А. Левин
Тел. отдела: (843) 272-01-91

г. Казань
2025

РАЗРАБОТАНА ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

ИСПОЛНИТЕЛИ Кудусов Д.И., Ерзиков А.М.

СОГЛАСОВАНА ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на Установки измерительные «МЕРА-ММ.XXX» (далее по тексту – установки), и устанавливает методику и средства первичной поверки при вводе в эксплуатацию и периодической поверки при эксплуатации, а также после ремонта.

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические требования

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/ч (т/сут)	от 0,042 до 83,3* (от 1 до 2000)
Диапазон измерений объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч (м ³ /сут)	от 2 до 62500* (от 50 до 1500000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, %: - при вязкости нефти в пластовых условиях не более 200 мПа·с; - при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа·с и более;	± 2,5 ± 10,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нестабильного газового конденсата, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости (без учета воды и попутного газа) при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), % от 0 до 70 % св.70 до 95 % св. 95 %	± 6,0 ± 15,0 согласно методике измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5,0**
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа горючего природного, приведенных к стандартным условиям, %	± 5,0**

* – конкретные диапазоны измерений установок указаны в эксплуатационной документации;

** – Для бессепарационной модификации установок погрешности измерений объема и объемного расхода газа не определяются.

(Измененная редакция, Изм. №2)

При проведении поверки установок используются эталоны в соответствии с ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», ЛПС 01-09-2023 «Локальная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости и газа в многофазном потоке, массового и объемного расходов жидкости и газа в многофазном потоке, объемной доли жидкости и газа в многофазном потоке» с изменением №1 согласно которой обеспечивается прослеживаемость поверяемого средства измерений (далее по тексту – СИ) к государственному первичному специальному эталону единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011.

Реализация методики поверки обеспечивается проливным методом прямых измерений.

(Измененная редакция, Изм. №2)

2 Перечень операций поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Операции поверки

Наименование операции	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Подтверждение соответствия программного обеспечения	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик (далее по тексту – МХ) установки	Да	Да	9
Подтверждение соответствия установки метрологическим требованиям	Да	Да	10

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки установок проливным методом прямых измерений в лаборатории (не на месте эксплуатации) соблюдаются следующие условия.

(Измененная редакция, Изм. №2)

Таблица 3 – Условия проведения поверки

Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
Температура окружающего воздуха	°С	от + 15 до + 25
Относительная влажность воздуха	%	от 30 до 80
Атмосферное давление	кПа	от 84 до 106,7

3.2 Первичную поверку установок проводят проливным методом прямых измерений путем определения допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, массы нестабильного газового конденсата (при наличии данного параметра в эксплуатационной документации на установку), объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям (при наличии данного параметра в эксплуатационной документации на установку), объема и объемного расхода свободного нефтяного газа в рабочих условиях с применением эталонов, указанных в разделе 4.

(Измененная редакция, Изм. №2)

3.3 Периодическую поверку установок проводят проливным методом прямых измерений путем определения допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, массы нестабильного газового конденсата (при наличии данного параметра в эксплуатационной документации на установку), объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям (при наличии данного параметра в эксплуатационной документации на установку) объема и объемного расхода свободного нефтяного газа в рабочих условиях с применением эталонов, указанных в разделе 4.

(Измененная редакция, Изм. №2)

3.4 При проведении поверки установки на месте эксплуатации параметры окружающей и рабочей среды не должны превышать значений, указанных в технической документации применяемого эталона или установки.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Операции поверки, требующие применения средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 9.1 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.637-2013 и ЛПС 01-09-2023.	Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 1 разряда в диапазоне значений единицы массового расхода жидкости в составе газожидкостных смесей от 0,1 до 100 т/ч, единицы объемного расхода газа в составе газожидкостных смесей, приведенного к стандартным условиям, от 1,0 до 1600 м ³ /ч, рег. номер 3.7.ABC.0004.2025; Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 2 разряда в диапазоне значений единицы массового расхода жидкости в составе газожидкостных смесей от 0,2 до 100 т/ч, единицы объемного расхода газа в составе газожидкостных смесей, приведенного к стандартным условиям, от 40 до 2500 м ³ /ч, рег. № 3.7.ABC.0003.2024.
п. 9.1.2 Определение метрологических характеристик установок в поверочной лаборатории	СИ температуры окружающей среды в диапазоне от 15 °C до 25 °C, пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу температуры ± 0,4 °C, СИ относительной влажности в диапазоне от 10 до 95 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности по каналу относительной влажности ± 3 %, СИ атмосферного давления в диапазоне от 84 до 106 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу атмосферного давления ± 0,5 кПа.	Измеритель-регистратор параметров микроклимата ТКА-ПЛК-26-Д, регистрационный номер 76454-19, диапазон измерений температуры от минус 30 °C до 60 °C, влажности от 5 до 98 %, давления от 70 до 120 кПа, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности ±3 %, предел допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха ±0,3 °C (в диапазоне от 15 °C до 25 °C), предел допускаемой основной абсолютной погрешности измерений атмосферного давления ±0,2 кПа (в диапазоне от 5 °C до 60 °C)

Примечания:

- 1 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой установки с требуемой точностью;
- 2 Эталоны и СИ, используемые в качестве средств поверки, должны быть аттестованы или иметь действующие сведения о положительных результатах поверки, включенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

(Измененная редакция, Изм. №2)

4.2 Допускается при проведении поверки применение Государственного первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011.

4.3 Эталоны единиц величин, применяемые при поверке, должны быть утверждены приказом Росстандарта в соответствии с п.6 Положения об эталонах единиц величин, используе-

мые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 23.09.2010 г. № 734. Средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа.

4.4 Проверка установок проводится в диапазонах расходов рабочей среды согласно эксплуатационной документации.

(Измененная редакция, Изм. №2)

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдаются требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;

- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другие действующие отраслевые нормативные документы;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон № 69-ФЗ от 21 декабря 1994 г. (в ред. от 01.09.2013) «О пожарной безопасности» и Федеральный закон № 123-ФЗ от 22 июля 2008 года (в ред. ФЗ от 10.07.2012 № 117-ФЗ и от 02.07.2013 № 185-ФЗ) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

В соответствии с классификацией по взрывопожарной и пожарной опасности блок технологический относится к категории А, блок контроля и управления относится к помещениям категории В4 согласно ФЗ-123 от 22 июля 2008 г «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» а по классу взрывоопасной зоны в помещении блока технологического относится к категории В-Іа по классификации «Правил устройства электроустановок» ПУЭ, по категории взрывоопасности и группе взрывоопасной смеси – ІА – Т3 по ГОСТ 31610.20-1-2020 «Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные».

Площадка установок должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

6 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид установки.

6.1 Комплектность установки должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

6.2 При проверке внешнего вида установки должны выполняться следующие требования:

- на компонентах установки не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению и проведению поверки;

- надписи и обозначения на компонентах установки должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации.

При внешнем осмотре выполняются следующие мероприятия по подтверждению соответствия внешнего вида средства измерений описанию и изображению, приведенному в описании типа.

Установление соответствия проводится по следующим признакам:

- состав установки должен соответствовать описанию типа;
- расположение маркировочной таблички соответствовать описанию типа;
- знак утверждения типа должен быть нанесен на маркировочную табличку.

(Измененная редакция, Изм. №2)

6.3 Установка, не прошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации установки. На поверку представляют установки после проведения настройки.

7.2 Опробование

7.2.1 Опробование установки проводят на эталонах 1-го или 2-го разряда в поверочной лаборатории, либо на месте эксплуатации путем подачи питания и фиксирования наличия индикации на средствах измерений, проверки на герметичность и работоспособность посредством изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение.

7.2.2 Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) значения параметров потока соответствующим образом изменялись показания установки, на ее элементах и компонентах нет следов протечек и запотевания сварных швов.

Установка, не прошедшая опробование, к дальнейшей поверке не допускается.

8 Проверка программного обеспечения

8.1 Проверка идентификационных данных ПО

8.1.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО установки, необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Для перехода на экран «Сведения о программе» необходимо последовательно нажать на кнопки: «Меню» - «Сведения о программе». На экране «Сведения о программе» отображается наименование и номер версии встроенного ПО контроллера.

8.1.2 Если полученные при этом идентификационные данные соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа установок, то делают вывод о подтверждении соответствия идентификационных данных ПО. В противном случае результаты поверки признают отрицательными.

9 Определение метрологических характеристик установки

9.1 Определение метрологических характеристик установки проводят двумя методами:

- с помощью эталона 1-го или 2-го разрядов в лаборатории (или Государственного первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011);
- с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации.

(Измененная редакция, Изм. №2)

9.1.1 Определение допускаемой относительной погрешности при измерении массового расхода скважинной жидкости, массы нестабильного газового конденсата, массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям, объема и объемного расхода свободного нефтяного газа в рабочих условиях с помощью эталонов 1-го или 2-го разрядов¹ (или Государственного первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 (далее по тексту – ГЭТ 195)).

(Измененная редакция, Изм. №2)

¹ Если в качестве рабочей среды в эталоне 2-го разряда используют газожидкостную смесь, состоящую из воды и воздуха, то допускаемую относительную погрешность при измерении массового расхода скважинной жидкости без учета воды не определяют. При этом поверка считается выполненной в полном объеме.

9.1.1.1 Допускаемую относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, воспроизведенного эталоном 1-го или 2-го разрядов (или ГЭТ 195), используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь из имитатора нефти, воды и газа (воздуха) с параметрами согласно таблице 5 для бессепарационной модификации установок и таблице 6 для сепарационной модификации установок. При проведении поверки допускается отклонение задания режимов многофазного потока от указанных в таблицах 5 и 6 параметров в пределах возможностей эталона или установки.

(Измененная редакция, Изм. №2)

Таблица 5 – Режимы воспроизведения многофазного потока

№	Расход жидкости, $Q_{Ж}$, т/ч	Объемная доля воды в жидкой фазе, WLR , % об. доли	Объемная доля газа в ГЖС, %
1	$(0,01 - 0,35) \cdot Q_{Ж}^{\max}$	от 0 до 70	от 2 до 95
2	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Ж}^{\max}$		
3	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{Ж}^{\max}$		
4	$(0,01 - 0,35) \cdot Q_{Ж}^{\max}$		
5	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Ж}^{\max}$		
6	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{Ж}^{\max}$		

$Q_{Ж}^{\max}$ - максимальный расход жидкости, воспроизводимый эталоном или максимальный расход, измеряемый установкой согласно описанию типа и эксплуатационной документации, т/ч

Таблица 6 – Режимы воспроизведения многофазного потока

№	Объемная доля воды в жидкой фазе, WLR , % об. доли	Расход жидкости, $Q_{Ж}$, т/ч	Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям ² , $Q_{Г}$, м ³ /ч
1	от 0 до 70	$(0,01 - 0,35) \cdot Q_{Ж}^{\max}$	$(0,01 - 0,5) \cdot Q_{Г}^{\max}$
2			$(0,5 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{\max}$
3		$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Ж}^{\max}$	$(0,01 - 0,5) \cdot Q_{Г}^{\max}$
4			$(0,5 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{\max}$
5		$(0,7 - 0,99) \cdot Q_{Ж}^{\max}$	$(0,01 - 0,5) \cdot Q_{Г}^{\max}$
6			$(0,5 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{\max}$
7	свыше 70 до 95	$(0,01 - 0,35) \cdot Q_{Ж}^{\max}$	$(0,01 - 0,5) \cdot Q_{Г}^{\max}$
8			$(0,5 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{\max}$
9		$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Ж}^{\max}$	$(0,01 - 0,5) \cdot Q_{Г}^{\max}$
10			$(0,5 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{\max}$

² Расход газа (воздуха) выбирается при опробовании установки и зависит от расхода жидкости, а также эксплуатационных возможностей эталона и установки.

№	Объемная доля воды в жидкой фазе, WLR , % об. доли	Расход жидкости, Q_J , т/ч	Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям ² , Q_G , м ³ /ч
11	свыше 70 до 95	$(0,7 - 0,99) \cdot Q_J^{\max}$	$(0,01 - 0,5) \cdot Q_G^{\max}$
12			$(0,5 - 1,0) \cdot Q_G^{\max}$
	Q_J^{\max}	– максимальный расход жидкости, воспроизводимый эталоном или максимальный расход, измеряемый установкой согласно описанию типа и эксплуатационной документации, т/ч	
	Q_G^{\max}	– максимальный расход газа, приведенный к стандартным условиям, воспроизводимый эталоном или максимальный расход, измеряемый установкой согласно описанию типа и эксплуатационной документации, м ³ /ч	

9.1.2 Определение допускаемой относительной погрешности при измерении массового расхода скважинной жидкости, массы нестабильного газового конденсата, массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации.

(Измененная редакция, Изм. №1)

9.1.2.1 Допускаемую относительную погрешность при измерении каждого параметра массового расхода скважинной жидкости, массы нестабильного газового конденсата, массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям определяют сравнением результатов измерений установки с результатами измерений, полученными с помощью эталона 2-го разряда. В качестве измеряемой среды используется реальный флюид, поступающий из скважин(ы).

(Измененная редакция, Изм. №1)

9.1.2.2 Измерения производятся при последовательном включении в поток установки и эталона 2-го разряда, в соответствии с их эксплуатационной документацией. Процессы измерений не должны происходить одновременно, т.е. сначала проводят измерения с применением измерительной установки, далее с применением эталона 2-го разряда.

9.1.2.3 В зависимости от количества обслуживаемых измерительной установкой скважин, определяется количество точек расхода, в которых осуществляется поверка. Если установка обслуживает более трех скважин, то выбираются три скважины с наименьшим, средним и максимальным расходом скважинной жидкости. Если измерительная установка обслуживает три и менее скважин, то проводят не менее трех измерений на каждой скважине. За результат измерений принимается среднее значение измеряемой величины в каждой точке.

9.2. При отсутствии функций измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, и/или массы нестабильного газового конденсата, и/или массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, и/или объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, и/или объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям, объема и объемного расхода свободного нефтяного газа в рабочих условиях относительная погрешность измерений вышеуказанных величин не определяется.

(Измененная редакция, Изм. №2)

10 Подтверждение соответствия установки метрологическим требованиям

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

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

где δQ_{ij} – относительная погрешность установки при измерении расхода, %;

Q_{ij} – значение, измеренное установкой (массового расхода скважинной жидкости (заменителя нефти), нестабильного газового конденсата (заменителя нефти), массового расхода

скважинной жидкости (заменителя нефти) без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям, объема свободного нефтяного газа в рабочих условиях при i -м измерении в j -й точке расхода, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)

Q_{ij}^3 – значение, воспроизведенное эталоном (массового расхода скважинной жидкости (имитатора нефти), нестабильного газового конденсата (заменителя нефти), массового расхода скважинной жидкости (заменителя нефти) без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям, объема свободного нефтяного газа в рабочих условиях при i -м измерении в j -й точке расхода, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)

(Измененная редакция, Изм. №2)

Результаты поверки считаются положительными, если ни одно из значений относительной погрешности не превышает пределов допускаемой относительной погрешности указанных ниже.

Значение допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, массы нестабильного газового конденсата при каждом измерении не должно превышать $\pm 2,5\%$.

Значение относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды при каждом измерении не должно превышать:

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

Значение допускаемой относительной погрешности измерения объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, объема газа горючего природного, приведенных к стандартным условиям, свободного попутного нефтяного газа в рабочих условиях при каждом измерении не должно превышать $\pm 5\%$.

(Измененная редакция, Изм. №2)

10.2 В случае 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.

11 Оформление результатов поверки

Сведения о результатах поверки установки в целях подтверждения поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

По заявлению владельца установки или лица, предоставившего установку на поверку, в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510:

- при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке;
- в случае отрицательных результатов поверки выдается извещение о непригодности к применению.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и/или в паспорте установок.

Результаты поверки проливным методом прямых измерений оформляют протоколом произвольной формы.

(Измененная редакция, Изм. №2)

При оформлении свидетельства о поверке диапазоны расходов указываются в соответствии с эксплуатационной документацией установки.

(Измененная редакция, Изм. №2)

При отрицательных результатах поверки установку к эксплуатации не допускают.