

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

« 27 » мая 2021 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА СКВАЖИННОЙ
ЖИДКОСТИ И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ТИПА ИБЗС

Методика поверки

МП 1295-9-2021

Начальник НИО-9

 К.А. Левин
Тел.: (843) 273-28-96

Казань

2021

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

Настоящий документ распространяется на установки измерительные для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа типа ИБЗС. (далее по тексту – установки) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию и после ремонта, а также периодической поверки при эксплуатации.

При проведении поверки установок используются эталоны в соответствии с ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», 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 и методом поэлементной поверки.

2 Перечень операций поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер раздела инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик (далее – МХ) установки	9	Да	Да
Подтверждение соответствия установки метрологическим требованиям	10	Да	Да

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки установок проливным методом в лаборатории (не на месте эксплуатации) соблюдают следующие условия

Таблица 2 – Условия проведения поверки

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
1	Температура окружающего воздуха	°С	от + 5 до + 35
2	Относительная влажность воздуха	%	от 30 до 80
3	Атмосферное давление	кПа	от 84 до 106,7

3.2 Первичную поверку установок проводят проливным методом путем определения допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с применением эталонов, указанных в разделе 4.

3.3 Периодическую поверку установок, кроме случаев, предусмотренных п. 4.3 данной методики, проводят проливным способом путем определения допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с применением эталонов, указанных в разделе 4.

3.4 При проведении поверки поэлементным способом соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативной документации на поверку СИ, входящих в состав установки.

3.5 При проведении поверки установки на месте эксплуатации температура окружающей среды, относительная влажность воздуха и атмосферное давление не нормируются.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимым для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
9.1.2	Рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»	Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 1 разряда в диапазоне значений от 2 т/ч до 100 т/ч и объемного расхода газа от 4 м ³ /ч до 420 м ³ /ч, рег. № 3.2.ДОЖ.0001.2015
9.1.2	Рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»	Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 2 разряда в диапазоне значений от 0,414 т/ч до 83,3328 т/ч и объемного расхода газа в диапазоне значений от 0,612 м ³ /ч до 187,2 м ³ /ч, рег. № 3.2.ДОЖ.0002.2016
<i>Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.</i>		

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

4.3 Если специфика эксплуатации не допускает возможности проведения периодической поверки установки проливным способом с использованием вышеуказанных эталонов, либо вышеуказанные эталоны отсутствуют, то допускается проводить поверку поэлементным способом, с применением эталонов в соответствии с методиками поверки СИ, входящих в состав установки.

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

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают 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 другими действующими отраслевыми документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон № 69-ФЗ от 21 декабря 1994 г. (в ред. от 01.09.2013) «О пожарной безопасности» и Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-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 помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности блок-бокс технологического блока относится к категории А Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», а по классу взрывоопасных и пожароопасных зон установок относится к категории В-1а по Правилам устройства электроустановок», по категории и группе взрыво-пожароопасной смеси – ПВ – ТЗ по ГОСТ 30852.5-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам»/ГОСТ 30852.5-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения».

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, препятствующих ее применению и проведению поверки;

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

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 Проверяют герметичность установки.

Проверку герметичности установки проводят согласно эксплуатационной документации на установку.

Установка считается выдержавшей проверку, если на её элементах и компонентах нет следов протечек или снижения давления по контрольному манометру более чем на половину цены деления шкалы.

Установка, не прошедшая проверку герметичности, к дальнейшей поверке не допускается.

7.3 Опробование

7.3.1 Опробование установки проводят на эталонах 1-го или 2-го разряда в поверочной лаборатории, либо на месте эксплуатации.

7.3.2 Опробование установки проводят путем изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение.

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

7.3.4 При поэлементной поверке опробование установки допускается не проводить.

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 контроллера, входящего в ее состав.

Идентификационные данные ПО могут быть считаны с панели оператора, в окне «О программе».

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 тремя способами:

- поэлементным способом;
- 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.

9.1.1 Поверка поэлементным способом осуществляется в соответствии с методиками поверок средств измерений, входящих в состав установки.

Если все СИ, входящие в состав установки, прошли поверку с положительным результатом, то результат поверки установки считают положительным, установку – пригодной к применению. Допускается при поверке поэлементным способом использовать результаты поверки сторонних организаций. Сведения о поверке СИ, входящих в состав установки, должны содержаться в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

9.1.2 Определение допускаемой относительной погрешности при измерении массового расхода скважинной жидкости, массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью эталонов 1-го или 2-го разрядов¹ (или Государственного первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011).

9.1.2.1 Допускаемую 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) с параметрами согласно таблице 5.

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.

Таблица 5 – Режимы воспроизведения многофазного потока

№	Объемная доля воды в жидкой фазе, %	Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям ² , Q_{Γ} , м ³ /ч	Расход жидкости, $Q_{\text{ж}}$, т/ч
1	от 0 до 70	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_{\Gamma}^{\max}$	$(0,01 - 0,35) \cdot Q_{\text{ж}}^{\max}$
2	от 70 до 95		
3	от 0 до 70	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{\Gamma}^{\max}$	
4	от 70 до 95		
5	от 0 до 70	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{\Gamma}^{\max}$	
6	от 70 до 95		
7	от 0 до 70	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_{\Gamma}^{\max}$	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{\text{ж}}^{\max}$
8	от 70 до 95		
9	от 0 до 70	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{\Gamma}^{\max}$	
10	от 70 до 95		
11	от 0 до 70	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{\Gamma}^{\max}$	
12	от 70 до 95		
13	от 0 до 70	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_{\Gamma}^{\max}$	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{\text{ж}}^{\max}$
14	от 70 до 95		
15	от 0 до 70	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{\Gamma}^{\max}$	
16	от 70 до 95		
17	от 0 до 70	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{\Gamma}^{\max}$	
18	от 70 до 95		

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

$Q_G^{\max}$ - максимальный расход газа, приведенный к стандартным условиям, воспроизводимый эталоном, или максимальный расход газа, измеряемый установкой, согласно описанию типа или эксплуатационной документации.

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

9.1.3.1 Допускаемую относительную погрешность при измерении каждого параметра массового расхода скважинной жидкости, массового расхода скважинной жидкости без учета воды и объемного расхода попутного нефтяного газа, 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).

9.1.3.2 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.

9.1.3.3 В зависимости от количества обслуживаемых измерительной установкой скважин, определяется количество точек расхода, в которых осуществляется поверка. Если установка обслуживает более трех скважин, то выбирают 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.

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

9.1.3.4 При поверке установки в условиях эксплуатации с помощью эталона 2-го разряда, поверка средств измерений из состава установки, участвующих в процессе измерений массового расхода скважинной жидкости, массового расхода скважинной жидкости без учета воды и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, не проводится. При выходе из строя средства измерений из состава установки допускается его замена на такое же или аналогичное средство измерений с положительным результатом поверки на момент замены. После проведения работ по замене, повторная поверка установки не проводится.

9.2. При отсутствии необходимости измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, и/или массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и/или объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, а также при отсутствии в составе установки измерительных функций для измерений вышеуказанных величин, допускается проводить поверку установки в сокращенном диапазоне измерений.

10 Подтверждение соответствия установки метрологическим требованиям

10.1 Допускаемую относительную погрешность измерений массового расхода смеси имитатора нефти и воды $\delta Q_{жи}$ %, в i -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{жи} = \frac{Q_{жи} - Q_{жи}^э}{Q_{жи}^э} \cdot 100, \quad (1)$$

где $Q_{жи}$ – массовый расход смеси имитатора нефти и воды, измеренный установкой, в i -ой точке, т/ч;

$Q_{жи}^э$ – массовый расход смеси имитатора нефти и воды, воспроизведенный ГЭТ 195, в i -ой точке, т/ч.

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

10.2 Допускаемую относительную погрешность измерений массового расхода имитатора нефти $\delta Q_{ни}$ %, в i -ой точке определяют по формуле

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

где $Q_{ни}$ – массовый расход имитатора нефти, измеренный установкой, в i -ой точке, т/ч;

$Q_{ни}^э$ – массовый расход имитатора нефти, воспроизведенный ГЭТ 195, в i -ой точке, т/ч.

Значение допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода имитатора нефти не должно превышать:

- при объемной доле воды в смеси до 70 % $\pm 6,0$ %;
- при объемной доле воды в смеси свыше 70 % до 95 % $\pm 15,0$ %.
- свыше 95% - не нормируется.

10.3 Допускаемую относительную погрешность измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, $\delta Q_{зи}$ %, в i -ой точке определяют по формуле

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

где $Q_{зи}$ – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой в i -ой точке, м³/ч;

$Q_{зи}^э$ – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, воспроизведенный ГЭТ 195 в i -ой точке, м³/ч.

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

Установка признается прошедшей поверку, если допускаемые относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах 10.1, 10.2, 10.3.

В случае если это условие для любого 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 измерения соответствующей величины и определяют допускаемую относительную погрешность. Если значения допускаемой относительной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах 10.1, 10.2 или 10.3, 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 установок.

Результаты поверки проливным способом оформляют протоколом произвольной формы.

При отрицательных результатах поверки установку к эксплуатации не допускают.