

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

СОГЛАСОВАНО

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



А.С. Тайбинский

« 08 » декабря 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений  
УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ «НИКА-ОПТИМАСС»

Методика поверки

МП 1227-9-2020

Начальник отдела НИО-9  
К.А. Левин  
Тел. отдела: (843)273-28-96

Казань  
2020

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ

Кудусов Д.И., Ерзиков А.М.

УТВЕРЖДЕНА

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

## 1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на установки измерительные «НИКА-ОПТИМАСС» (далее по тексту – установки) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию и после ремонта, а также периодической поверки при эксплуатации.

Поверка установок осуществляется 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 и периодическую поверки установок, кроме случаев, предусмотренных п. 4.3 данной методики, проводят путем определения допустимой 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 При проведении поверки поэлементным способом соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативной документации на поверку СИ, входящих в состав установки.

3.4 При проведении поверки установки на месте эксплуатации температура окружающего воздуха, 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

Наименование средства поверки	Характеристика точности
Рабочие эталоны 1-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»	Диапазон воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующий 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 %
Рабочие эталоны 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»	Диапазон воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующий 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 %

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 – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- 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 классу взрывоопасных и пожароопасных зон установок относится к категории В-1а по Правилам устройства электроустановок», по категории и группе взрыво-пожароопасной смеси – ПА – ТЗ по 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 установки

ПО должно иметь идентификационные признаки, соответствующие указанным в таблице 4.

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО установки:

Идентификационные данные (признаки)	ScadaPCK32	ScadaPACK 3xx/3xxE	ScadaPACK 5xx/5xxx	Direct Logic	SIMATIC S7- 300	SIMATIC S7- 400	SIMATIC S7- 1200	SIMATIC S7- 1500	B&R X20	K15	MKLogic200	MKLogic-500
Идентификационное наименование программного обеспечения	NIKA.MSP32	NIKA.MSP3	NIKA.MSP5	NIKA.MDL	NIKA.MS3	NIKA.MS4	NIKA.MS12	NIKA.MS15	NIKA.MBR	NIKA.MK15	NIKA.MKL2	NIKA.MKL5
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	SP32 .xxxx	SP3 .xxxx	SP5 .xxxx	DL.xxxx	S3.xxxx	S4.xxxx	S12.xxxx	S15.xxxx	BR .xxxx	K15. xxxx	MKL2. xxxx	MKL2. xxxx
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Примечание: xxx – номер подверсии												

Идентификация программного обеспечения может быть произведена визуально, при помощи окна «О программе», отображающейся на панели оператора.

## 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 основной 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 разрядов<sup>1</sup> (или Государственного первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011).

9.1.2.1 Допускаемую относительную основную 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. В каждой  $j$ -й точке проводят не менее трех измерений.

Таблица 5 – Параметры газожидкостного потока при поверке

№	Расход жидкости, $Q_{Ж}$ , т/ч	Объемная доля воды в жидкой фазе, $WLR$ , %	Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, <sup>2</sup> $Q_{Г}$ , м <sup>3</sup> /ч
1	$(0,01 - 0,35) \cdot Q_{Ж}^{max}$	От 0 до 35	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_{Г}^{max}$
2		От 35 до 70	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Г}^{max}$
3		От 70 до 100	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{max}$
4	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Ж}^{max}$	От 0 до 35	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_{Г}^{max}$
5		От 35 до 70	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Г}^{max}$
6		От 70 до 100	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{max}$
7	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{Ж}^{max}$	От 0 до 35	$(0,0 - 0,35) \cdot Q_{Г}^{max}$
8		От 35 до 70	$(0,35 - 0,7) \cdot Q_{Г}^{max}$
9		От 70 до 100	$(0,7 - 1,0) \cdot Q_{Г}^{max}$

*Примечание: Фактический объем проведенной поверки может быть изменен по письменной заявке Заказчика. Фактический объем проведенной поверки приводят в протоколах поверки.*

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

$Q_{Г}^{max}$  - максимальный расход газа, приведенный к стандартным условиям, воспроизводимый эталоном или максимальный расход, измеряемый установкой согласно описанию типа и эксплуатационной документации, м<sup>3</sup>/ч

9.1.3 Определение допускаемой относительной основной 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.

<sup>1</sup> Если в качестве рабочей среды в эталоне 2-го разряда используют газожидкостную смесь, состоящую из воды и воздуха, то допускаемую относительную основную погрешность при измерении массового расхода скважинной жидкости без учета воды не определяют.

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

9.1.3.1 Допускаемую относительную основную 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.

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 При каждом  $i$ -м измерении допускаемую относительную основную погрешность измерений массового расхода смеси имитатора нефти и воды  $\delta Q_{эжij}$  %, при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке определяют по формуле

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

где  $Q_{эжij}$  – массовый расход смеси имитатора нефти и воды, измеренный установкой, при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке расхода, т/ч;

$Q_{эжij}^э$  – массовый расход смеси имитатора нефти и воды, воспроизведенный ГЭТ 195, при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке расхода, т/ч.

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

10.2 Допускаемую относительную основную погрешность измерений массового расхода имитатора нефти  $\delta Q_{ниj}$  %, при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке определяют по формуле

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



где  $Q_{nij}$  – массовый расход имитатора нефти, измеренный установкой, при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке, т/ч;  
 $Q_{nij}^3$  – массовый расход имитатора нефти, воспроизведенный ГЭТ 195, при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке, т/ч.

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

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

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

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

где  $Q_{zij}$  – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке, м<sup>3</sup>/ч;  
 $Q_{zij}^3$  – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, воспроизведенный ГЭТ 195 при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке, м<sup>3</sup>/ч.

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

Установка признается прошедшей поверку, если допускаемые основные 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 основную погрешность измерения соответствующей величины. Если после этого значение допускаемой относительной основной 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 основную погрешность. Если значения допускаемой относительной основной 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.