

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

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

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию

А.С. Тайбинский

М.П.

« 21 » декабря 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Комплексная измерительная установка «НОВИК»

Методика поверки

МП 0517-9-2016

Начальник отдела НИО-9

К.А. Левин

Тел. отдела (843) 272-01-91

Казань

2016

ПРЕДИСЛОВИЕ

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

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ФГУП «ВНИИР» и АО «НПП «Исток» им. Шокина».

Настоящий документ распространяется на единственный экземпляр комплексной измерительной установки «НОВИК» (далее – установка измерительная), производимая АО «НПП «Исток» им. Шокина» по техническим условиям «Комплексная измерительная установка «НОВИК». Технические условия. КРПГ.414619.001 ТУ», и устанавливает методику поверки и средства их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками - 1 год.

1. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической	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	6.5	Да	Да

2. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении первичной и периодической поверок должны быть применены следующие эталоны (далее – эталоны):

– Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 с диапазонами воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси (далее – ГЖС) от 2 до 110 т/ч, со среднеквадратическим отклонением 0,11 %, неисключенной систематической погрешностью 0,35 %, со стандартной неопределенностью типа А 0,11 %, по типу В 0,2 %, суммарной неопределенностью 0,23 %, расширенной неопределенностью 0,46 %, с диапазонами воспроизводимого массового расхода жидкой смеси от 2 до 110 т/ч, со среднеквадратическим отклонением 0,03 %, неисключенной систематической погрешностью 0,06 %, со стандартной неопределенностью типа А 0,03 %, по типу В 0,03 %, суммарной неопределенностью 0,04 %, расширенной неопределенностью 0,08 %, с диапазонами воспроизводимого объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям от 0,1 до 250 м³/ч, со среднеквадратическим отклонением 0,10 %, неисключенной систематической погрешностью

0,28 %, со стандартной неопределенностью типа А 0,10 %, по типу В 0,16 %, суммарной неопределенностью 0,17 %, расширенной неопределенностью 0,38 %.

– Рабочие эталоны 1-го разряда по ГОСТ Р 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков» с диапазоном воспроизведения массового расхода ГЖС от 0,1 до 150 т/ч с относительной погрешностью от 0,5 % до 1,0 % и диапазоном воспроизведения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, от 0,1 до 1600 м³/ч с относительной погрешностью от 1,0 % до 1,5 %.

– Рабочие эталоны 2-го разряда по ГОСТ Р 8.637 с диапазоном воспроизведения массового расхода ГЖС от 0,1 до 150 т/ч с относительной погрешностью от 1,5 % до 2,0 % и диапазоном воспроизведения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, от 0,1 до 6000 м³/ч с относительной погрешностью от 3,0 % до 5,0 %.

3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

3.1 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, действующие в помещениях лаборатории, в которых проводится поверка, требования безопасности, установленные в руководстве по эксплуатации установки измерительной.

3.2 При проведении поверки соблюдают требования:

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные Приказом Ростехнадзора №101 от 12.03.2013г.;

– «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»;

– ПОТ Р М -016-2001 (РД 153.34.0-03.150-00) (с изм. 2003) «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»;

– ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

– СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»

3.3 Требования к квалификации поверителей.

3.3.1 Поверка установки измерительной должна проводиться квалифицированным персоналом предприятий и организаций, аккредитованных в установленном порядке.

3.3.2 Поверку установки измерительной должен выполнять поверитель, изучивший технологическую схему и принцип ее работы.

4. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

4.1 По согласованию с ФГУП «ВНИИР» допускается проведение периодической поверки поэлементно в случаях, если поверяемая установка измерительная установлена в труднодоступном месте и/или ее демонтаж в целях поверки на длительное время недопустим.

В этих случаях проводят поверку в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Счетчик-расходомер массовый ЭлМетро-Фломак-Ех-S050	3124.0000.00-01 МП «Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 28.06.2016 г.
Счетчик газа ГУВР-011 А2.2/ВС-К-С-6,3	МП 0188-13-2014 «Счетчики газа ультразвуковые ГУВР-011. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 10.10.2014 г.
Влагомер нефти поточный ПВН-615Ф	МП 0329-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 21.09.2015 г.
Датчики избыточного давления АИР-20Ехd/М2-Н/ДИ	НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 12.10.2015 г.
Датчики температуры ТПУ 0304 Ехd/М2-Н	«Инструкция. Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304. Методика поверки. НКГЖ.411611.001МП», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» 19.03.2012 г.
Манометры избыточного давления МП4-У	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».

В остальных случаях проведение периодической поэлементной поверки установки измерительной не допускается.

4.2 Поверку в испытательной лаборатории проводят при следующих условиях:

- поверочные среды нефть/заменитель нефти, вода, газ/воздух;
- температура рабочей жидкости, °С 20 ± 5;
- температура окружающей среды, °С 20 ± 5;
- относительная влажность воздуха, % от 30 до 80;
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106,7.
- вибрации, удары, внешние электрические и магнитные поля (кроме земного),

отсутствуют.

4.3 При проливной поверке на месте эксплуатации с использованием передвижной поверочной установки – эталона 2-го разряда допускается проводить поверку на реальных средах в условиях места эксплуатации.

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

5. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

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

6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящих в состав установки измерительной.

6.2 Внешний осмотр

6.2.1 При внешнем осмотре устанавливают:

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести поверку;
- соответствие комплектности установки измерительной 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 измерительной, необходимо выполнить следующую последовательность действий.

6.3.2 В окне быстрого доступа необходимо нажать кнопку «Версия ПО», при нажатии на которую появляется всплывающее окно, содержащее информацию о наименовании, версии и контрольной сумме ПО. Нажатие на клавишу «Выход» расположенную на окне закрывает его (см. рисунок 1).

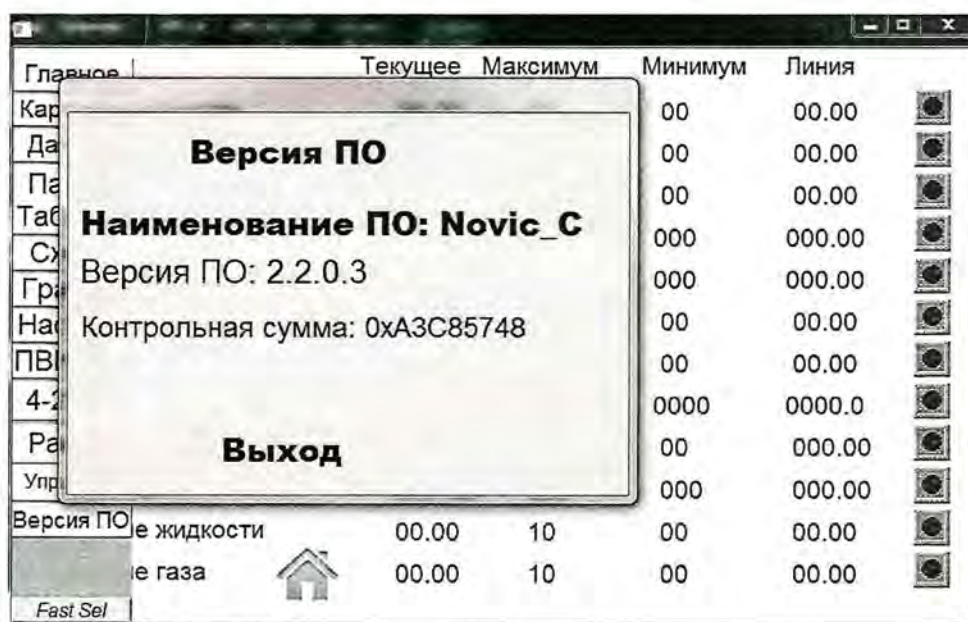


Рисунок 1.

6.3.3 Если полученные при этом идентификационные данные и идентификационные данные, указанные в описании типа установки измерительной, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО установки измерительной ПО, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование СИ, входящих в состав установки измерительной, проводят в соответствии с нормативными документами на их поверку.

6.4.2 Опробование установки измерительной проводят с помощью эталона.

6.4.3 Для этого подключают установку измерительную к эталону и подготавливают ее к работе в соответствии с руководством по эксплуатации.

6.4.4 Проводят проверку герметичности установки измерительной следующим образом:

- создают в измерительной линии давление 0,5-0,6 МПа;
- ждут 10-15 мин, не изменяя давление в измерительной линии;
- проверяют отсутствие течей рабочей среды в местах стыков трубопроводов, потения сварных швов.

При обнаружении нарушений герметичности поверку прекращают до устранения причин их возникновения.

6.4.5 Устанавливают расход ГЖС через установку измерительную, соответствующий среднему значению расхода.

6.4.6 Результаты опробования установки измерительной считают удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) значения параметров потока соответствующим образом изменялись показания установки измерительной.

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

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).

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 относительных погрешностей измерений массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды и объема 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.

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

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

где $i = 1 \dots 3$;

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

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

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

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

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

где $i = 1 \dots 3$;

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

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

Значение допускаемой относительной погрешности измерений 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 Допускаемую относительную погрешность i -го измерения объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям δQ_{rij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

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

где $i = 1 \dots 3$;

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

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

Значение допускаемой относительной погрешности измерения объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, не должно превышать:

- при объемном расходе газа 50 и более, м³/ч ± 5 %;
- при объемном расходе газа менее 50, м³/ч ± 10 %.

Установка признается прошедшей поверку, если допускаемые относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах 6.5.1, 6.5.2, 6.5.3.

В случае если это условие для любого i -го 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 серию из трех измерений соответствующей величины и определяют допускаемую относительную погрешность для каждого измерения. Если значения допускаемой относительной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах 6.5.1, 6.5.2 или 6.5.3, результаты поверки считают отрицательными.

6.5.4 Определение допускаемой 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 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 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.

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

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

где $i = 1 \dots 3$;

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

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

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

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

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

где $i = 1 \dots 3$;

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

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

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

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

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

$$\delta Q_{rij} = \frac{Q_{rij} - Q_{rij}^э}{Q_{rij}^э} \cdot 100, \quad (6)$$

где $i = 1 \dots 3$;

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

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

Значение допускаемой относительной погрешности измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, не должно превышать:

- при объемном расходе газа 50 и более, м³/ч ± 5 %;
- при объемном расходе газа менее 50, м³/ч ± 10 %.

Установка признается прошедшей поверку, если допускаемые относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах 6.5.5, 6.5.6, 6.5.7.

В случае если это условие для любого *i*-го 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 серию из трех измерений соответствующей величины и определяют допускаемую относительную погрешность для каждого измерения. Если значения допускаемой относительной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах 6.5.5, 6.5.6 или 6.5.7, 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.

7.4 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.