

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

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

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

А.С. Тайбинский
« 11 » декабря 2024 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ МОБИЛЬНЫЕ УЗМ «СИАМ»

Методика поверки

МП 1706-9-2024

Начальник научно-
исследовательского отдела

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

г. Казань
2024

РАЗРАБОТАНА ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ Ерзиков А.М.
СОГЛАСОВАНА ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на Установки измерительные мобильные УЗМ «СИАМ» (далее по тексту – установки), изготовленные ООО ТНПВО «СИАМ», и устанавливает методику и средства первичной поверки при вводе в эксплуатацию и после ремонта, а также периодической поверки при эксплуатации.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости в соответствии с 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», обеспечивается прослеживаемость установок к Государственному первичному специальному эталону единицы массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019, к Государственному первичному эталону единиц объемного и массового расходов газ ГЭТ 118-2017, Государственный первичный специальный эталон объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011.

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

Таблица 1 – Метрологические требования

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерения массы и массового расхода жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, т/сут	от 0,24 до 800
Диапазон измерения объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям, м ³ /сут	от 2,4 до 300 000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений: а) массы и массового расхода скважинной жидкости, %, не более	± 2,5
б) массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа, при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях): - до 70% - выше 70% до 95 % - выше 95 %	± 6 ± 15 не нормируется
в) объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 5

Методы поверки средств измерений (далее по тексту – СИ), входящих в состав установок, приведены в документах на методики поверки СИ.

Если очередной срок поверки СИ из состава установки наступает до очередного срока поверки установки, или появляется необходимость внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом внеочередную поверку установки не проводят.

2 Перечень операций поверки средства измерений

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

Наименование операции	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первой поверке	периодической поверке	
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 поверки

Характеристики установок и измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать значениям, указанным в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Рабочая среда	нефтегазоводяная смесь
Рабочее давление, МПа	до 4,0; до 6,3 (опция)
Температура измеряемой среды, °С	от + 5 до + 90
Диапазон плотности жидкости, кг/м ³	от 760 до 1200
Кинематическая вязкость жидкости, м ² /с	от 1x 10 ⁻⁶ до 120x10 ⁻⁶
Газосодержание, приведенное к стандартным условиям, м ³ /т	от 4 до 200
Объемная доля воды в жидкости, %	0 до 98
Содержание сероводорода, %, не более	2

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

Поверку средств измерений осуществляют аккредитованные в соответствии с законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки средств измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

Средства поверки не применяются. Реализован расчетный метод определения метрологических характеристик: метрологические характеристики установок определяются по нормированным метрологическим характеристикам СИ, входящих в состав установок, при соблюдении условия, что обо всех СИ, входящих в состав установок, имеются сведения в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений с действующим сроком поверки.

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 При проведении поверки соблюдаются требования, определяемые:

– в области охраны труда – Трудовым кодексом РФ;

– в области промышленной безопасности – Федеральные нормы и правила 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») а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом № 69-ФЗ от 21 декабря 1994 г. «О пожарной безопасности» и Федеральным законом № 123-ФЗ от 22 июля 2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии;

– в области охраны окружающей среды – Федеральным законом «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

6.2 В случае, если нормативный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящей методикой следует руководствоваться замененным (измененным) нормативным документом. Если нормативный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

7 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид установки.

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

7.2 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 установки и проведению поверки;

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

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

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

Проверяют работоспособность установки. Для этого подают питание на установку и контролируют ее включение.

Если не происходит включение установки, или выдаются сообщения об ошибках в контроллере, результаты поверки считают отрицательными.

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1 Проверка идентификационных данных ПО

9.1.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО установки, необходимо запустить на выполнение программу MZU SIAM.

После запуска программы ее наименование, версия и контрольная сумма будут отображаться в заголовке окна программы.

9.1.2 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.

10 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 Проверка установок проводится поэлементным способом.

10.2. Подтверждение соответствия установок метрологическим требованиям

10.2.1 Результат поверки установки считают положительным, если все СИ, входящие в состав установки, имеют действующие сведения о положительных результатах поверки СИ в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

10.2.2 Относительная погрешность измерений массы жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, $\delta M_{ж}$, %, при прямом методе динамических измерений с применением СИ массы и

массового расхода жидкости (далее по тексту – МРЖ), принимается равной относительной погрешности МРЖ.

Относительную погрешность измерений массы жидкости без учета воды, свободного и растворенного газа δM_{HBB} , %, объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, $\delta V_{пнг}$, %, определяют по документу «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных мобильных УЗМ «СИАМ», утвержденном ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» от 31 августа 2023 г. (свидетельство об аттестации методики (метод) измерений № RA.RU.313391/9409-23 от 31.08.2023 г.) (далее по тексту – МИ).

Результаты поверки считаются положительным, если характеристики измеряемой среды и условия измерений соответствуют диапазонам, указанным в таблице 2. В этом случае допускается при определении относительной погрешности измерений массы жидкости без учета воды, свободного и растворенного газа, δM_{HBB} , %, и объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, $\delta V_{пнг}$, %, использовать результаты расчетов пределов допускаемой относительной погрешности измерений, приведенные в МИ.

10.2.3 Результаты поверки не должны превышать не должны превышать следующих значений:

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости: $\pm 2,5\%$;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости в составе нефтегазоводяной без учета воды, свободного и растворенного газа, при содержании объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси:
 - от 0 до 70 % $\pm 6,0\%$;
 - от 70 до 95 % $\pm 15,0\%$;
 - свыше 95 % не нормируется.
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям: $\pm 5\%$.

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 и/или вносится запись о проведенной поверке в паспорте;
- 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 оформляют протоколом произвольной формы.

При отрицательных результатах поверки установку к эксплуатации не допускают.