

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

« 5 » 09 2024 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ОРЕНБУРГ-1-250

Методика поверки

МП 1674-9-2024

Начальник научно-
исследовательского отдела

К.А. Левин
Тел.: (845) 273-28-96

г. Казань

2024 г.

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ

В.В. Гетман

СОГЛАСОВАНА

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

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на установки измерительные Оренбург-1-250 (далее – установки), изготовленные ООО «Газпромнефть-Автоматизация», г. Ноябрьск, и устанавливает методику и средства первичной и периодической поверок.

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 систем к Государственному первичному специальному эталону единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011.

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические характеристики:

Диапазон измерений массового расхода жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, т/сут	от 5 до 1500
Диапазон измерений объемного расхода свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенный к стандартным условиям, м ³ /сут	от 5000 до 350000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:	
а) массы и массового расхода скважинной жидкости, %	±2,5
б) массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа, при содержании воды (в объемных долях):	
- до 70%	±6
- свыше 70% до 95%	±15
- свыше 95%	не нормируется
в) объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 5

Методы поверки средств измерений (далее – 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

При проведении поверки проводят операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер раздела методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	8	Да	Да
Проверка программного обеспечения	9	Да	Да
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да

3 Требования к условиям проведения поверки

Характеристики установок и измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать значениям, указанным в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Содержание газа (газовый фактор) в стандартных условиях, м ³ /т	от 10 до 800
Содержание воды в нефтегазоводяной смеси, %	от 0 до 98
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 10,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от -5 до +90
Кинематическая вязкость жидкости при +20 °С, сСт	от 3,3 до 3,75
Плотность жидкости в рабочих условиях, кг/м ³	от 700 до 1180
Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	от 800 до 900
Плотность свободного попутного нефтяного газа, кг/м ³	от 0,75 до 0,915
Содержание механических примесей, мг/л	1000
Объемное содержание сероводорода, %, не более	6

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 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»), 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»;
- 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 «Об охране окружающей среды» 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 СИ.

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

7.2 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;
- СИ, входящие в состав установки, должны быть снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа на средства измерений, эксплуатационной документацией или МИ 3002-2006 «ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Установка, не прошедшая внешний осмотр, к 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

Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее - ПО)

9.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО установки, необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры:

- на главном экране сенсорной панели блока измерений и обработки информации (далее – БИУ) открыть окно «О системе»;
- в открывшемся окне отобразятся идентификационные данные ПО установки.

9.2 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 Поверка установок проводится поэлементным способом

При проведении поверки поэлементным способом проверяют наличие действующей поверки всех средств измерений (далее – СИ), входящих в состав установок. СИ, входящие в состав установок, должны быть поверены в соответствии с документами на методики поверки, утвержденных в установленном порядке. Сведения о поверке СИ, входящих в состав установок, должны содержаться в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

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 нефтегазодяной смеси, $\delta M_{ж}$, %, при прямом методе динамических измерений с применением СИ массы и массового расхода жидкости (далее – МРЖ), принимается равной относительной погрешности МРЖ.

Относительную погрешность измерений массы жидкости без учета воды и растворенного газа, $\delta M_{ЖБВ}$, %, объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, $\delta V_{ПНГ}^{СУ}$, %, определяют по документу «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных «ОРЕНБУРГ-1-250» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № RA.RU.313391/2909-24 от 27.04.2024 г.) (далее – МИ).

Результаты поверки считают 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 и растворенного газа, $\delta M_{ЖБВ}$, %, и объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, $\delta V_{ПНГ}^{СУ}$, %, использовать результаты расчетов пределов допускаемой относительной погрешности измерений, приведенные в МИ.

10.2.3 Результаты поверки не должны превышать следующих значений:

- пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости: $\pm 2,5$ %;
- пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа, при содержании воды (в объемных долях):
 - до 70% - ± 6 %;
 - свыше 70% до 95% - ± 15 %;
 - свыше 95% - не нормируется;
- пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, - $\pm 5,0$ %.

11 Оформление результатов поверки

Сведения о результатах поверки установок 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 установок 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.

Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке установки при его оформлении (по заявлению владельца).

При отрицательных результатах поверки установки к эксплуатации не допускают.