

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

Государственная система обеспечения единства измерений
УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СЫРОЙ НЕФТИ УИСН

Методика поверки

МП 1488-9-2023

Начальник научно-исследовательского отдела


К.А. Левин
Тел.: (843) 273-28-96

Казань
2023

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 сырой нефти УИСН (далее – установки) производства ООО «НПП АМ» (Российская Федерация) и устанавливает методику и средства их первичной и периодической поверок.

В результате поверки должны быть подтверждены метрологические требования, приведенные в описании типа установок.

При проведении поверки установок используются эталоны в соответствии с ГОСТ 8.637-2013 «Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», обеспечивается прослеживаемость установок к Государственному первичному специальному эталону единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 (далее – ГЭТ 195).

Поверку установок проводят проливным методом (комплектно).

2 Перечень операций поверки

При проведении поверки проводят операции, указанные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 - Операции поверки

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки установок проливным методом (не на месте эксплуатации) соблюдают условия, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Условия проведения поверки

Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
Температура окружающего воздуха	°С	от + 15 до + 25
Относительная влажность воздуха	%	от 15 до 80
Атмосферное давление	кПа	от 84 до 106,7

3.2 Первичную и периодическую поверку установок проводят проливным методом путем определения относительной погрешности при измерениях 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 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 установок, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и метрологические и основные технические характеристики средства измерений	Перечень рекомендуемых средств поверки
9.1	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.637-2013	Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 1-го разряда, рег. № 3.2.ДОЖ.0001.2015; Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 2-го разряда, рег. № 3.7.АВС.0001.2021

4.2 Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице 3.

Допускается при проведении поверки применение ГЭТ 195.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки соблюдают требования безопасности, действующие в помещениях, где проводится поверка, и требования безопасности, установленные в руководстве по эксплуатации на эталонные СИ и на поверяемую установку.

6 Внешний осмотр установки

6.1 Визуальным осмотром проверяют отсутствие механических повреждений установок и целостность монтажных соединений. Результаты проверки считают удовлетворительными, если не обнаружено механических повреждений и не нарушена герметичность монтажных соединений.

6.2 Проверяют соответствие комплектности установки, указанной в технической документации, соответствие мест установки и присоединения компонентов. Результаты поверки считают удовлетворительными, если комплектность, места установки и присоединения компонентов соответствуют указанным в технической документации.

6.3 Проверяют соответствие внешнего вида и места нанесения маркировки предусмотренным в технической документации. Результаты поверки считают удовлетворительными, если внешний вид и маркировка соответствует требованиям в технической документации.

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

7 Подготовка к поверке и опробование установки

Подготовку средств поверки и установки осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

7.1 Опробование

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

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

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

7.2 Проверяют герметичность установки.

При проверке герметичности установки проверяют герметичность фланцевых соединений, герметичность технологических трубопроводов путем увеличения параметров потока.

Установка считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах установки нет следов протечек измеряемой среды или снижения давления.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проводят идентификацию программного обеспечения (ПО) установки. ПО должно иметь идентификационные признаки, соответствующие данным, указанным в описании типа установки.

Для проверки данных ПО нужно перейти в диалоговое окно контроллера «**Наладка системы – О программе**» согласно руководства оператора (РО).

В случае отсутствия визуализации (дисплея или монитора) у контроллера идентификационные данные можно проверить, подключив к ПК по интерфейсу RS 485 и считав с помощью стандартных утилит, поддерживающих протокол Modbus RTU. Команды Modbus RTU приведены в эксплуатационной документации применяемого контроллера.

8.2 Если идентификационные данные ПО установки не соответствуют указанным в описании типа установки, результаты проверки считают отрицательными.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Определение метрологических характеристик установки

9.1.1 Определение относительной погрешности при измерениях 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 (далее – эталоны) в лаборатории

Относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного рабочим эталоном, используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь из имитатора нефти, воды и газа (воздуха).

9.1.1.1 Определяются две точки, соответствующие следующим значениям массового расхода жидкости в составе газожидкостной смеси, т/ч:

- $Q_{Жмин}$ – минимальное значение согласно технической документации установки, но не ниже характеристик эталона;

- $Q_{Жмакс}$ – максимальное значение согласно технической документации установки, но не превышающие характеристики эталона.

9.1.1.2 Отклонение массового расхода жидкости от номинальных значений должно быть в пределах 20 %. При этом, для $Q_{Жмин}$ со знаком «плюс», для $Q_{Жмакс}$ со знаком «минус».

9.1.1.3 При каждом значении массового расхода жидкости определяются две точки, соответствующие значению объемной доли воды (влажностерождению) жидкости:

- от 0,01 % до 70 %;

- от 70 % до 95 %.

9.1.1.4 В каждой точке, определенной в соответствии с п.п. 9.1.1.3 задают еще две точки, соответствующие минимальному и максимальному значению расхода газа, приведенного к стандартным условиям, в составе газожидкостной смеси:

- $Q_{Гмин}$ – минимальное значение согласно технической документации установки, но не ниже характеристик эталона;

- $Q_{Гмакс}$ – максимальное значение согласно технической документации установки, но не превышающие характеристики эталона.

Отклонение массового расхода газа от номинальных значений должно быть в пределах 20 %. При этом, для $Q_{Гмин}$ со знаком «плюс», для $Q_{Гмакс}$ со знаком «минус».

9.1.1.5 Таким образом определяют 8 точек, различных по значениям массового расхода жидкости, газа и объемной доли воды.

¹ Если в качестве рабочей среды в эталоне 2-го разряда используют газожидкостную смесь, состоящую из воды и воздуха, то определение относительной погрешности при измерении массового расхода скважинной жидкости без учета воды не проводят, а ее значение принимают равным значениям, установленным при утверждении типа установок и указанным в описании типа.

В каждой точке выполняют три измерения. Продолжительность каждого измерения не менее 5-и минут.

9.1.2 Определение 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

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 относительных погрешностей измерений массового расхода скважинной жидкости, массового расхода скважинной жидкости без учета воды и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, производится на скважинном флюиде с соответствующим соотношением компонентов. В точке проводят три измерения. Время измерений в точке зависит от типоразмера установки, но не менее 10 минут. Допускается проводить в точке одно измерение, но не менее 30 минут.

9.2 При отсутствии в составе установки средств измерений объемного и массового расхода газа, определение погрешности объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, не выполняется.

10 Подтверждение соответствия установки метрологическим требованиям

10.1 При каждом i -м измерении в j -й точке расхода относительная погрешность определяется по формуле:

$$\delta Q_{ij} = \frac{Q_{ij} - Q_{ij}^{\text{э}}}{Q_{ij}^{\text{э}}} \cdot 100\% \quad (1)$$

где δQ_{ij} – относительная погрешность установки при измерении расхода, %;

Q_{ij} – значение, измеренное установкой (массового расхода скважинной жидкости (заменителя нефти), массового расхода скважинной жидкости (заменителя нефти) без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям) при i -м измерении в j -й точке расхода, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)

$Q_{ij}^{\text{э}}$ – значение, воспроизведенное эталоном (массового расхода скважинной жидкости (имитатора нефти), массового расхода скважинной жидкости (имитатора нефти) без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям) при i -м измерении в j -й точке расхода, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)

Результаты поверки считаются положительными, если ни одно из значений относительной погрешности не превышает следующих пределов допускаемой относительной погрешности:

- при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости (имитатора нефти) (при вязкости нефти в пластовых условиях не более 200 мПа·с), не более	± 2,5 %
- при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости (имитатора нефти) (при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа·с и более), не более	± 10,0 %
- при измерении объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям	± 5,0 %
- при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости (имитатора нефти) без учета воды	
- при содержании объемной доли воды до 70 %	± 6,0 %
- при содержании объемной доли воды от 70 % до 95 %	± 15,0 %

10.2 В случае если условие не выполняется хотя бы для одного измерения соответствующей величины, то проводят дополнительное измерение и повторно определяют относительную погрешность измерения соответствующей величины. Если это условие продолжает не выполняться, то поверку прекращают до выявления и устранения причин невыполнения данного условия. После устранения причин заново проводят серию из не менее трех измерений соответствующей величины, и определяют относительную погрешность ее измерения. В случае если условие повторно не выполняется, 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 и/или в паспорте установок.

Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

При отрицательных результатах поверки установку к эксплуатации не допускают.