

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»

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора по развитию
ВНИИР – филиала
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
Тайбинский А.С./
«02» 03 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

ВЛАГОМЕРЫ НЕФТИ МИКРОВОЛНОВЫЕ МВН-2

Методика поверки

МП 1085-6-2020

Начальник отдела НИО-6
А.Г. Сладовский
Тел. отдела: 8432720363

Казань

2020

РАЗРАБОТАНА
ИСПОЛНИТЕЛИ
УТВЕРЖДЕНА
« 02 » 03 2020 г.

ФГУП «ВНИИР»
Сладовский А.Г., Чевдарь А.Н., Садыков И.И.
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Содержание:

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	4
2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.....	4
3 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ	5
4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	6
5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	6
6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	6
7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	10
ПРИЛОЖЕНИЕ А	11

Настоящая инструкция распространяется на влагомеры нефти микроволновые МВН-2 (далее – влагомеры) и устанавливает методику их первичной и периодической поверки.

Влагомеры предназначены для непрерывного автоматического измерения объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов в объемных долях в транспортном трубопроводе.

Интервал между поверками - 1 год.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении первичной или периодической поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1:

Таблица 1 – Операции при проведении первичной или периодической поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки
Внешний осмотр, проверка комплектности	6.1
Опробование	6.2
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) влагомера	6.3
Определение метрологических характеристик	6.4
Обработка и оформление результатов поверки	7, Приложение А

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

2.1 Рабочий эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 1 или 2 разряда в соответствии с ГОСТ 8.614-2013 – установка для поверки влагомеров (далее - РЭ). РЭ должен обеспечивать соотношение допускаемых пределов абсолютных погрешностей РЭ и поверяемого влагомера не более 1:2 при любом значении влагосодержания из диапазона измерений поверяемого влагомера. В качестве РЭ может использоваться установка поверочная (далее – УП) или эталонный влагомер (далее – ЭВ).

2.1.1. При использовании в качестве РЭ установки поверочной.

УП должна:

- обеспечивать монтаж влагомеров в гидравлический контур;
- обеспечивать циркуляцию смеси нефть (нефтепродукт) - вода через влагомер со значением расхода, позволяющим поддерживать стабильную эмульсию нефть (нефтепродукт) – вода;
- иметь в своем составе диспергирующее устройство, обеспечивающее создание стабильных смесей нефть (нефтепродукт) – вода;
- быть оборудована термостатом, обеспечивающим поддержание температуры смесей при температуре поверки со стабильностью $\pm 0,5$ °С.

2.1.2 При использовании в качестве РЭ эталонного влагомера (ЭВ) применяется вспомогательное оборудование (далее – ВО), обеспечивающее:

- циркуляцию смесей нефть (нефтепродукт) – вода, одновременно, через влагомер и ЭВ, со значением расхода, позволяющим поддерживать стабильную эмульсию нефть (нефтепродукт) – вода;

- диспергирование смесей нефть (нефтепродукт) – вода, для создания стабильных эмульсий;

- поддержание температуры смеси во время измерений со стабильностью $\pm 0,5$ °С;

- монтаж поверяемого влагомера и ЭВ в контур потока нефть (нефтепродукт) – вода.

2.2 Барометр, диапазон измерений от 80 до 106,7 кПа.

2.3 Психрометр, диапазон измерений относительной влажности от 30 до 80%.

2.4 Ареометры или плотномер для нефти с пределом допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ кг/м³.

2.5 Измерители температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2$ °С.

2.6 Применяемые при поверке эталоны должны быть утверждены в установленном порядке и иметь действующие свидетельства об аттестации или свидетельства о поверке.

2.7 Применяемые при поверке средства измерений должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

2.8 Рекомендуются в условиях лаборатории проводить поверку на смесях, созданных на основе нефти (нефтепродукта) и воды с места эксплуатации влагомера. В противном случае перед проведением поверки необходимо провести градуировку влагомера в соответствии с его руководством по эксплуатации.

2.9 Допускается применять другие средства измерений и вспомогательное оборудование, обеспечивающие определение и контроль метрологических характеристик влагомера с требуемой точностью.

3 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

- ко всем используемым средствам должен быть обеспечен свободный доступ;

- влагомер, персональный компьютер и применяемые средства измерений и вспомогательное оборудование должны быть заземлены в соответствии с их руководствами по эксплуатации;

- работы по соединению устройств должны выполняться до подключения к сети питания;

- к работе должны допускаться лица, имеющие необходимую квалификацию и обученные работе с влагомерами и правилам техники безопасности, предусмотренными «Правилами технической эксплуатации электроустановок» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок», а также инструкциями по эксплуатации применяемых средств поверки.

4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении первичной и периодической поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С	от 15 до 25
- атмосферное давление, кПа	от 96 до 106
- относительная влажность воздуха, %, не более	80
- температура смеси нефть (нефтепродукт) – вода	от 15 до 25
- изменение температуры смеси нефть (нефтепродукт) - вода в процессе определения абсолютной погрешности, °С, не более	± 0,5

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие работы.

5.1 Проверяют наличие действующих свидетельств об аттестации используемых эталонов, действующих свидетельств о поверке или поверительных клейм на используемые средства измерений.

5.2 Проверяют комплектность эксплуатационной документации на влагомер и выполняют подготовительные работы в соответствии с эксплуатационной документацией на влагомер.

5.3 Проводят монтаж влагомера.

5.4 Влагомер промывают сначала дизельным топливом (нефрасом), сушат.

5.5 Включают и прогревают влагомер и средства поверки не менее 30 минут.

5.6 Подготавливают обезвоженную нефть (нефтепродукт). Влагосодержание осушенной нефти (нефтепродукта) не должно превышать 0,1 % объемной доли воды.

5.7 В случае, если поверка проводится не на смесях, созданных на основе нефти и воды с места эксплуатации влагомера, готовят смесь на основе имеющейся нефти (нефтепродукта) и раствора хлористого натрия в дистиллированной воде либо дистиллированной воды.

5.8 В случае, если поверка проводится не на смесях, созданных на основе нефти (нефтепродукта) и воды с места эксплуатации влагомера проводят градуировку влагомера в соответствии с его эксплуатационной документацией.

5.9 При проведении поверки на месте эксплуатации при использовании эталонного поточного влагомера проводят его монтаж в технологическую линию последовательно с поверяемым влагомером.

Остальную подготовку проводят согласно требованиям эксплуатационной документации изготовителя и эксплуатационными документами на средства поверки.

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр.

При внешнем осмотре:

- определяют соответствие маркировки требованиям, предусмотренным эксплуатационной документацией;
- проверяют отсутствие механических повреждений, коррозии, нарушения покрытий, надписей и других дефектов;

Эксплуатация влагомера с повреждениями и не соответствующего требованиям документации запрещается.

6.2 Опробование

При опробовании проверяют работоспособность влагомера в соответствии с руководством по эксплуатации без определения метрологических характеристик.

6.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) влагомера

Подтверждение соответствия программного обеспечения, согласно п. 10.8 руководства по эксплуатации, включает:

- определение идентификационного наименования программного обеспечения;
- определение номера версии (идентификационного номера) программного обеспечения;
- определение цифрового идентификатора программного обеспечения.

Через пароль производится вход в режим «Р4 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ФУНКЦИИ». Затем осуществляется вход в подрежим «Р4.2 Идентиф. данные ПО», после чего на индикатор будут выведены идентификационные данные ПО влагомера МВН-2.

Результат подтверждения соответствия программного обеспечения считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа влагомера.

6.4 Определение метрологических характеристик

Определение абсолютной погрешности влагомера при первичной и периодической поверке проводят последовательно в четырех реперных точках на смесях нефть (нефтепродукт) – вода со следующим влагосодержанием: начальное влагосодержание (не более 0,1% объемной доли воды), а также 20 ± 5 , 50 ± 5 и 80 ± 5 % диапазона измерений влагомера (соответственно реперные точки $n=1,2,3,4$).

6.4.1 Определение абсолютной погрешности при использовании УП.

В соответствии с руководством по эксплуатации на УП:

- устанавливают влагомер в контур УП;
- приготавливают смесь нефть (нефтепродукт) – вода (для первой реперной точки – нефть (нефтепродукт) с влагосодержанием не более 0,1% объемной доли воды). При этом за действительное значение влагосодержания смеси нефть (нефтепродукт) – вода ($W_{эт}$) принимается расчетное значение влагосодержания в соответствии с эксплуатационной документацией на УП;
- термостатируют смесь нефть (нефтепродукт) – вода;
- измеряют влагосодержание смеси влагомером ($W_{вл}$).

Основную абсолютную погрешность (ΔW) вычисляют по формуле:

$$\Delta W = W_{вл} - W_{эт} \quad (1)$$

Значения ΔW , $W_{вл}$, $W_{эт}$ и нормированные значения погрешностей для поверяемого влагомера заносят в протокол поверки.

Повторяют процедуру для остальных реперных точек.

Если ΔW хотя бы в одной реперной точке превышает нормированные значения погрешностей для поверяемого влагомера, то влагомер подлежит градуировке в соответствии с методикой, приведенной в РЭ (п.10.6) и повторной поверке.

Влагомер считается прошедшим поверку, если его погрешность, в соответствии с модификацией, не превышает значений, указанных в таблице 3.

Таблица 3 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности

Модификация и исполнение влагомера	МВН-2.XX.XX-03	МВН-2.XX.XX-06	МВН-2.XX.XX-10
Диапазон измерений влагосодержания, объемная доля воды, %	от 0,01 до 3	от 0,01 до 6	от 0,01 до 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности, объемная доля воды, %	± 0,05	± 0,06	± 0,10

6.4.2 Определение абсолютной погрешности при использовании ЭВ.

6.4.2.1 Определение абсолютной погрешности в лаборатории.

В соответствии с руководством по эксплуатации на ВО:

- устанавливают первичные преобразователи ЭВ и поверяемого влагомера последовательно в контур ВО;

- заполняют контур ВО смесью нефть (нефтепродукт) – вода для первой реперной точки;

- производят непрерывное диспергирование и термостатирование смеси;

- контролируют стабильность смеси нефть (нефтепродукт) – вода по показаниям ЭВ. Показания ЭВ не должны меняться более чем на 1/5 предела абсолютной погрешности ЭВ в течение 2 минут;

- измеряют влагосодержание смеси ЭВ ($W_{эт}$) и поверяемым влагомером ($W_{вл}$).

Основную абсолютную погрешность (ΔW) определяют по формуле (1). Значения ΔW , $W_{вл}$, $W_{эт}$ и нормированные значения погрешностей для поверяемого влагомера заносят в протокол поверки. Повторяют процедуру для остальных реперных точек.

Если ΔW хотя бы в одной реперной точке превышает нормированные значения погрешностей для поверяемого влагомера, то влагомер подлежит градуировке в соответствии с методикой, приведенной в РЭ (п.10.6) и повторной поверке. Влагомер считается прошедшим поверку, если его погрешность, в соответствии с модификацией, не превышает значений, указанных в таблице 3.

6.4.2.2 Определение абсолютной погрешности на месте эксплуатации поверяемого влагомера.

Определение абсолютной погрешности проводится непосредственно на месте эксплуатации, где установлен поверяемый влагомер. При этом должна быть предусмотрена возможность монтажа первичного преобразователя ЭВ в измерительную линию последовательно с поверяемым влагомером на расстоянии не более 2 м друг от друга.

Определение абсолютной погрешности проводят при рабочих значениях влагосодержания во время поверки.

В соответствии с руководством по эксплуатации на ЭВ:

- устанавливают первичные преобразователи ЭВ в измерительную линию узла учета;

- заполняют линию смесью нефть (нефтепродукт) – вода;

- измеряют температуру смеси, температура смеси не должна выходить из допустимого диапазона;

- контролируют стабильность смеси нефть (нефтепродукт) – вода по показаниям ЭВ. Показания ЭВ не должны меняться более чем на 1/5 предела абсолютной погрешности ЭВ в течение 2 минут;

Основную абсолютную погрешность в условиях эксплуатации при каждом значении влагосодержания определяют по формуле (1). Значения ΔW , $W_{вл}$, $W_{эт}$ и нормированные значения погрешностей для поверяемого влагомера заносят в протокол поверки.

Данную процедуру проводят четыре раза через интервалы времени длительностью не менее 30 минут. Рекомендуется выполнять процедуру при различных рабочих значениях влагосодержания.

Если ΔW хотя бы в одной реперной точке превышает нормированные значения погрешностей для поверяемого влагомера, то влагомер подлежит градуировке в соответствии с методикой, приведенной в РЭ (п.10.6) и повторной поверке.

Влагомер считается прошедшим поверку, если его погрешность не превышает значений, указанных в таблице 3.

6.4.3 Определение метрологических характеристик с использованием эталонного лабораторного влагомера

Обеспечивают расход смеси нефть (нефтепродукт) - вода через поверяемый влагомер в течение не менее 40 минут.

В течение 5 минут контролируют показания поверяемого влагомера. Если показания поверяемого влагомера не изменятся более чем на 0,01 % объемной доли воды, проводят отбор пробы нефти посредством ручного пробоотборника по ГОСТ 2517-2012, в количестве, необходимом для проведения измерений эталонным лабораторным влагомером, предварительно слив не менее 3 литров нефти (нефтепродукта) в дренаж.

В процессе отбора пробы контролируют показания поверяемого влагомера. Если показания изменятся более чем на 0,01 % объемной доли воды, отбор пробы прекращают, отобранную нефть (нефтепродукт) сливают в дренаж, ожидают стабилизации влагосодержания смеси нефть (нефтепродукт) – вода.

При соблюдении стабильности показаний поверяемого влагомера, фиксируют его показания в момент отбора пробы. Результат заносят в протокол поверки.

Отобранную пробу переносят в лабораторию. Проводят измерение влагосодержания нефти (нефтепродукта) посредством эталонного лабораторного влагомера в соответствии с его эксплуатационными документами.

Данную процедуру проводят четыре раза через интервалы времени длительностью не менее 30 минут. Рекомендуется выполнять процедуру при различных рабочих значениях влагосодержания.

Если ΔW хотя бы в одной реперной точке превышает нормированные значения погрешностей для поверяемого влагомера, то влагомер подлежит градуировке в соответствии с методикой, приведенной в РЭ (п.10.6) и повторной поверке.

Влагомер считается прошедшим поверку, если его погрешность во всех точках не превышает значений, указанных в таблице 3.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке влагомера в соответствии с требованиями Приказа № 1815 Минпромторга России от 2 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

7.2 При отрицательных результатах поверки влагомер к эксплуатации не допускают и выдают извещение о непригодности с указанием причин по форме, приведенной в приложении 2 Приказа Министерства промышленности и торговли Российской Федерации № 1815 от 2 июля 2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

7.3 Протокол поверки рекомендуется оформлять в соответствии с приложением А настоящей инструкции.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ПРОТОКОЛ № _____
поверки влагомера

Обозначение: _____ Влагомер нефти микроволновый МВН-2
Зав. номер № _____ Дата выпуска _____
Принадлежность _____
Место проведения поверки _____

1. Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды, °С _____
Влажность воздуха, % _____
Атмосферное давление, кПа _____
Температура пробы, °С _____

Нефть (нефтепродукт) _____ (название) _____ (плотность)

2. Внешний осмотр: годен (не годен) – подчеркнуть

3. Опробование: годен (не годен) – подчеркнуть

4. Подтверждение соответствия программного обеспечения: годен (не годен) – подчеркнуть

5. Определение абсолютной погрешности:

№ точки	Значение влагосодержания поверочной пробы, объемная доля воды, %		Основная абсолютная погрешность, объемная доля воды, %	
	Измеренное W _{вл}	Действительное W _{эт}	По результатам поверки	Нормированное значение
1				
2				
3				
4				

Заключение: _____

Поверитель:

_____ должность _____ подпись _____ Ф.И.О.

Дата поверки: " ____ " _____ 20__ г.