

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
РАСХОДОМЕТРИИ» (ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» -
Первый заместитель директора
по научной работе -
Заместитель директора по качеству



/Фафурин В.А./

«22» октября 2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

ВЛАГОМЕРЫ НЕФТИ МИКРОВОЛНОВЫЕ МВН-1

Методика поверки

МП 0379-6-2015

Казань
2015

РАЗРАБОТАНА

ИСПОЛНИТЕЛИ

УТВЕРЖДЕНА

АТТЕСТОВАНА

«22» октябрь 2015 г.

ЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»

Сладовский А.Г., Корнилов А.М.

ЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»

ЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на влагомеры нефти микроволновые МВН-1 (далее - влагомеры), и устанавливает методику их первичной и периодических поверок.

Первичную поверку влагомеров проводят в условиях лаборатории.

Периодическую поверку влагомеров проводят в условиях лаборатории или на месте эксплуатации влагомера.

Интервал между поверками не более 1 года.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении первичной или периодической поверки выполняют следующие операции:

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта методики поверки
Внешний осмотр	6.1
Опробование	6.2
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) влагомера	6.3
Определение метрологических характеристик	6.4, 6.5
Обработка и оформление результатов поверки	7,8

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки в условиях лаборатории применяют следующие средства поверки:

2.1.1 Рабочий эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 1 или 2 разряда - установка для поверки влагомеров (далее - УПВ) по ГОСТ 8.614-2013. Конструкция УПВ должна:

- обеспечивать монтаж влагомеров в гидравлический контур;
- обеспечивать циркуляцию смеси нефть (нефтепродукт) - вода через влагомер;
- быть оборудована диспергирующим устройством, обеспечивающим создание стабильных смесей нефть (нефтепродукт) – вода;

Абсолютная погрешность воспроизведения объемного влагосодержания УПВ не должна превышать:

$\pm 0,025$ % объемной доли воды в диапазоне от 0 до 3 % объемной доли воды;

$\pm 0,03$ % объемной доли воды в диапазоне свыше 3 до 6 % объемной доли воды;

$\pm 0,05$ % объемной доли воды в диапазоне свыше 6 до 10 % объемной доли воды;

2.1.2 титратор по методу К.Фишера с относительной погрешностью определения количества воды не более ± 3 %, или эталонный влагомер по ГОСТ 8.614-2013 с абсолютной погрешностью измерений не более $\pm 0,025$ % объемной доли воды;

2.1.3 термометры ртутные стеклянные типа ТЛ-4 по ТУ 25-2021.003-88 с ценой деления $0,1$ °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 0,2$ °С;

2.1.4 барометр-анероид БАММ-1, диапазон измерений от 80 до 106,7 кПа, цена деления шкалы 100 Па по ТУ 25-11.1513-75;

2.1.5 психрометр ВИТ-1, диапазон измерений относительной влажности от 30 до 80 %, цена деления термометров 0,5 °С по ТУ 25-11.1645-84;

2.1.6 масло по ГОСТ 982-80 или нефть, соответствующая по степени подготовки ГОСТ Р 51858-2002, с начальным влагосодержанием не более 0,1 % объемной доли воды;

2.1.7 вода дистиллированная по ГОСТ 6709-72;

2.1.8 соль поваренная пищевая по ГОСТ Р 51574-2000;

2.1.9 дизельное топливо, спирт (для промывки).

2.2 При проведении поверки на месте эксплуатации влагомера применяется рабочий эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 1 или 2 разряда – эталонный поточный влагомер или эталонный лабораторный влагомер. Абсолютная погрешность измерений объемного влагосодержания эталонного влагомера не должна превышать:

±0,025 % объемной доли воды в диапазоне от 0 до 3 % объемной доли воды;

±0,03 % объемной доли воды в диапазоне свыше 3 до 6 % объемной доли воды;

±0,05 % объемной доли воды в диапазоне свыше 6 до 10 % объемной доли воды;

2.3 Применяемые при поверке эталоны должны быть аттестованы и иметь действующие свидетельства об аттестации.

2.4 Применяемые при поверке средства измерений должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или поверительные клейма.

2.5 Рекомендуются в условиях лаборатории проводить поверку на смесях, созданных на основе нефти (нефтепродукта) и пластовой воды с места эксплуатации влагомера. В противном случае перед проведением поверки необходимо провести калибровку влагомера.

2.6 Допускается применять другие средства измерений, обеспечивающие определение 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, аттестованные в качестве поверителя, 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

4.1 При проведении поверки в условиях лаборатории должны быть соблюдены следующие условия:

– температура окружающего воздуха, °С	плюс 20 ± 5
– атмосферное давление, кПа	$101,3 \pm 4$
– относительная влажность, %	60 ± 20
– напряжение питающей сети переменного тока, В	$220 \pm 4,4$
– частота питания переменного тока, Гц	$50 \pm 0,5$
– температура смесей нефть - вода, °С	плюс 20 ± 5

4.2 При проведении поверки влагомера на месте эксплуатации, должны быть соблюдены условия согласно эксплуатационной документации эталонного и поверяемого влагомеров.

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки влагомера выполняют следующие подготовительные работы:

5.1 Проверяют наличие 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 При проведении поверки в условиях лаборатории выполняют следующие действия:

5.3.1 Влагомер очищают от загрязнений.

5.3.2 Проводят монтаж влагомера на УПВ.

5.3.3 Промывают влагомер. Для этого заполняют гидравлический контур УПВ дизельным топливом и запускают циркуляцию дизельного топлива.

5.3.4 Включают и прогревают влагомер и средства поверки не менее 40 минут.

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

5.3.6 В случае, если поверка проводится не на смесях, созданных на основе нефти (нефтепродукта) и воды с места эксплуатации влагомера, приготавливают раствор хлористого натрия в дистиллированной воде концентрацией не менее 4 г/кг.

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

5.4 При проведении поверки на месте эксплуатации выполняют следующие действия:

5.4.1 При использовании эталонного поточного, влагомера проводят его монтаж в технологическую линию последовательно с поверяемым влагомером.

5.4.2 Остальную подготовку проводят согласно требованиям эксплуатационной документации на эталонный влагомер и остальные 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;

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 включает:

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

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 в условиях лаборатории

6.4.1 Определение абсолютной погрешности влагомера при первичной и периодической поверке в условиях лаборатории проводят последовательно в четырех реперных точках на смесях нефть (нефтепродукт) – вода с различным объемным влагосодержанием. Значение объемного влагосодержания смеси в первой реперной точке должно быть не более 0,1 % объемной доли воды. Значения объемного влагосодержания смесей в остальных точках должно соответствовать 20 %, 50 % и 80 % диапазона измерений влагомера.

6.4.2 Последовательно проводят определение абсолютной погрешности в реперных точках.

6.4.3 Приготавливают смесь нефть (нефтепродукт) – вода для очередной реперной точки соответствии с эксплуатационной документацией УПВ.

6.4.4 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

6.4.5 Проводят определение абсолютной погрешности влагомера согласно пункту 7 данной методики, с занесением результата в протокол поверки. При этом за действительное значение объемного влагосодержания смеси принимается расчетное значение влагосодержания в соответствии с эксплуатационной документацией УПВ.

6.5 Определение метрологических характеристик на месте эксплуатации влагомера

6.5.1 Определение метрологических характеристик с использованием эталонного поточного влагомера

6.5.1.1 Обеспечивают расход смеси нефть (нефтепродукт) - вода через поверяемый и эталонный поточный влагомеры в течение не менее 40 минут.

6.5.1.2 В течение 5 минут контролируют показания эталонного поточного влагомера. Если показания эталонного поточного влагомера не изменятся более чем на 0,01 % объемной доли воды, фиксируют показания эталонного поточного и поверяемого влагомеров. Результат заносят в протокол поверки.

6.5.1.3 Если в течение 5 минут показания эталонного поточного влагомера изменятся более чем на 0,01 % объемной доли воды, результаты не фиксируют, ожидают стабилизации влагосодержания смеси нефть (нефтепродукт) - вода

6.5.1.4 Действия по пунктам 6.5.1.2 - 6.5.1.4 проводят три раза с интервалом времени не менее 30 минут.

6.5.1.5 Проводят определение абсолютной погрешности влагомера согласно пункту 7 данной методики, с занесением результата в протокол поверки. При этом за действительное значение объемного влагосодержания смеси принимается показания эталонного поточного влагомера.

6.5.2 Определение метрологических характеристик с использованием эталонного лабораторного влагомера

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

6.5.2.2 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.

6.5.2.3 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.

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

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

6.5.2.6 Действия по пунктам 6.5.2.2 - 6.5.2.5 проводят три раза с интервалом времени не менее 30 минут.

6.5.2.7 Проводят определение абсолютной погрешности влагомера согласно пункту 7 данной методики, с занесением результата в протокол поверки. При этом за действительное значение объемного влагосодержания смеси принимается показания эталонного лабораторного влагомера.

7 Обработка результатов поверки

Абсолютную погрешность влагомера вычисляют по формуле:

$$\Delta_{\text{абс}} = W_{\text{ВЛ}} - W_{\text{Д}} \quad (1) \quad ,$$

где: $W_{\text{ВЛ}}$ - значение объемной доли воды в смеси, измеренное влагомером, %;
 $W_{\text{Д}}$ - действительное значение объемной доли воды в смеси, приготовленной посредством УПВ, или измеренное посредством эталонного влагомера, %.

Абсолютная погрешность влагомера не должна превышать пределов, указанных в описании типа – приложении к свидетельству об утверждении типа средств измерений на влагомер.

8 Оформление результатов поверки

8.1 Влагомер считается прошедшим поверку, если его абсолютная погрешность во всех точках не превышает пределов абсолютной погрешности.

8.2 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».

8.3 При отрицательных результатах поверки влагомер к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности 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».

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

Приложение А
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Влагомер типа _____ Заводской номер _____

Владелец _____
(наименование предприятия)

Диапазон (поддиапазон) измерений _____

Поверка проведена в соответствии с _____
(наименование методики поверки)

Поверка проведена с применением _____
(наименование, регистрационный номер применяемого эталона)

Место проведения поверки _____

Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды, °С _____

Влажность воздуха, % _____

Атмосферное давление, кПа _____

Результаты поверки:

Внешний осмотр _____

Опробование _____

Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) влагомера _____

Определение абсолютной погрешности влагомера

№ реперной точки	Объемная доля воды по показаниям поверяемого влагомера, %	Действительное значение объемной доли воды, %	Абсолютная погрешность, объемная доля воды, %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, объемная доля воды, %

Вывод: абсолютная погрешность влагомера нефти микроволнового МВН-1 не превышает (превышает) допустимые значения.

Влагомер нефти микроволнового МВН-1 признан пригодным (не пригодным) к эксплуатации.

Поверку провел:

должность

подпись

Ф.И.О.

Дата проведения поверки: " ____ " _____ 20__ г.

Приложение Б (рекомендуемое)

Методика приготовления смесей нефть – вода при проведении поверки с использованием эталонов единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 2 разряда в диапазоне значений 0,02...100 %, заводские номера НСП-0001 и НСП-0002, принадлежащих ЗАО НПП «Нефтесервис-прибор»

1. Определение общего объема циркуляционной системы эталона (V_0).

Заливают через воронку 2 (рисунок 1) в циркуляционную систему дизельное топливо мерным цилиндром. После переполнения циркуляционной системы удаляют из неё воздух через клапан 3. Дизельное топливо, оставшееся в воронке, сливают через кран 6 до момента опорожнения воронки непосредственно в последний мерный цилиндр с остатками дизельного топлива. По количеству дизельного топлива в последнем мерном цилиндре рассчитывают объем V_0 циркуляционной системы.

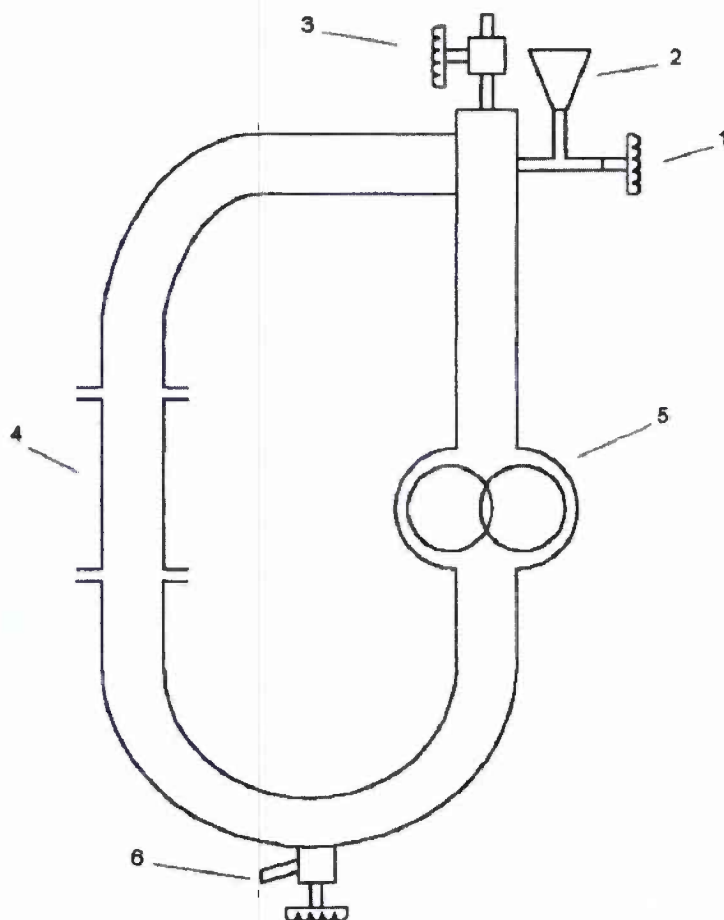


Рисунок 1 - Гидравлическая схема циркуляционной системы эталона
1-Кран заливки; 2-Воронка; 3-Клапан; 4-Поверяемый влагомер; 5-Насос; 6-Кран слива.

2. Приготовление смеси нефть – вода в первой реперной точке (влагосодержание смеси не более 0,1 % объемной доли воды).

Заполняют циркуляционную систему эталона подготовленной нефтью в количестве равном V_0 . Кратковременно включают циркуляцию в системе для того, чтобы разме-

шать воду, оставшуюся системе. Отбирают часть смеси для измерения начального влагосодержания (W_0) посредством титратора по методу Карла Фишера. Дополняют нефть в систему до величины V_0 . За действительное значение влагосодержания в первой реперной точке принимаются результат измерений титратором.

3. Приготовление смесей нефть – вода в остальных реперных точках.

Рассчитывают объем воды, который необходимо добавить в систему по формуле:

$$V_{\text{вi}} = V_0 \times \frac{W_i - W_{i-1}}{100 - W_{i-1}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{вi}}$ – требуемый для приготовления поверочной пробы объем воды;

W_i – требуемое влагосодержание смеси нефть - вода;

W_{i-1} – текущее влагосодержание смеси нефть - вода.

Из системы через кран 6 отбирают нефть в количестве $V_{\text{вi}}$, одновременно через воронку 2 замещая отбираемое количество нефти водой так, чтобы общий объем смеси остался неизменным и равным V_0 .