

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./

«17» 03 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Влагомеры многофазные поточные «КВАЛИТЕТ» ВМП.0704

Методика поверки

МП 1056-6-2019

Начальник отдела НИО-6

А.Г. Сладовский

Тел. отдела: 8432720363

Казань

2020

Содержание:

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	3
2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	3
3 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ	4
4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ	5
5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ	5
6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ	6
7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	8
ПРИЛОЖЕНИЕ А	10

Настоящая методика поверки распространяется на влагомеры многофазные поточные «КВАЛИТЕТ» ВМП.0704 (далее – влагомеры) и устанавливает методику первичной поверки при выпуске из производства и после ремонта, а также периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками – 3 года.

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).

2.2 При поверке на месте эксплуатации допускается использование аттестованной методики измерения объемного влагосодержания нефти с нормированными метрологическими характеристиками. При этом должно обеспечиваться соотношение допускаемых пределов абсолютных погрешностей методики измерений и поверяемого влагомера не более 1:2 при любом значении влагосодержания из диапазона измерений поверяемого влагомера.

2.3.1. При использовании в качестве РЭ установки поверочной.

УП должна:

- обеспечивать монтаж блоков измерительных из состава влагомера в гидравлический контур на вертикальном восходящем потоке;
- обеспечивать циркуляцию смеси нефть (нефтепродукт) - вода через блоки измерительные влагомера;

- иметь в своем составе диспергирующее устройство, обеспечивающее создание стабильных смесей нефть (нефтепродукт) – вода;

- быть оборудована термостатом, обеспечивающим поддержание температуры смеси со стабильностью $\pm 1,0$ °С.

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

- монтаж влагомеров в технологический трубопровод в соответствии с эксплуатационной документацией на влагомеры на расстоянии не более 2 м друг от друга по трубопроводу;

- протекание смеси нефть (нефтепродукт) - вода через блоки измерительные влагомера.

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

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

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

2.7 Измерители температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ °С.

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

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

2.10 При поверке рекомендуется применять следующие нефтепродукты: EXXSOL D100, EXXSOL D80, EXXSOL D60, трансформаторное масло Т-1500 ГОСТ 982-80, нефть с места эксплуатации влагомера, либо нефть, близкую по плотности к нефти с места эксплуатации с объемным влагосодержанием нефти не более 0,2%. Для приготовления смеси нефть (нефтепродукт) - вода рекомендуется применять раствор дистиллированной воды с солью, имеющий минерализацию по NaCl $0,4 \pm 0,15$ г/дм³.

2.11 Перед проведением поверки необходимо провести настройку параметров влагомера, соответствующих степени минерализации воды и плотности нефти, применяемых для приготовления поверочной смеси, согласно пункту 10.2 руководства по эксплуатации.

2.12 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 при определении абсолютной погрешности должна быть равной $(20 \pm 5,0)$ °С. При указании в заявке на поверку информации о рабочих условиях эксплуатации влагомера, температура смеси нефть (нефтепродукт) – вода должна соответствовать условиям эксплуатации влагомера, но не должна превышать диапазон $(5,0 - 60,0)$ °С; | |
| - изменение температуры смеси нефть (нефтепродукт) - вода в процессе определения абсолютной погрешности, °С, не более | $\pm 1,0$. |

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие работы.

5.1 Проверяют наличие действующих свидетельств об аттестации используемых эталонов, действующих свидетельств о поверке, сертификатов калибровки 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 необходимости внутренние рабочие поверхности блоков измерительных влагомера промывают дизельным топливом или нефрасом, протирают до полного удаления следов нефти и сушат.

5.4 Проводят монтаж блоков измерительных влагомера вертикально на восходящем потоке, с нижним расположением блока измерительного БИ.0722В.

5.5 Включают влагомер и средства поверки выдерживают их во включенном состоянии не менее 30 минут.

5.6 Приготавливают компоненты поверочной смеси в необходимом количестве:
- нефтепродукт или нефть;
- раствор дистиллированной воды с солью NaCl с минерализацией $0,4 \pm 0,15$ г/дм³ (см. п. 2.8).

5.7 Выполняют настройку параметров влагомера, соответствующих степени минерализации воды и плотности нефти, применяемых для приготовления поверочной смеси, согласно пункту 10.2 руководства по эксплуатации. При использовании эталонного точного влагомера проводят его монтаж в технологическую линию последовательно с поверяемым влагомером.

5.8 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/или не соответствующего требованиям документации запрещается.

6.2 Опробование

При опробовании проверяют работоспособность влагомера в соответствии с пунктом 11.6 руководства 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.

Для просмотра номера версии и идентификационного наименования программного обеспечения нажать на кнопку «О программе» согласно пункту 11.1 руководства по эксплуатации.

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 пяти реперных точках на смесях нефть (нефтепродукт) – вода с различным влагосодержанием. Последовательность и состав реперных точек указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Последовательность и состав реперных точек

№ реперной точки	Объемное влагосодержание, % объемной доли воды
1	не более 0,2
2	25 ± 1
3	50 ± 1
4	75 ± 1
5	99 ± 1

6.5 Определение основной 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.

При этом за действительное значение влагосодержания смеси нефть (нефтепродукт) – вода (Wэт) 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 абсолютных погрешностей для поверяемого влагомера заносят в протокол поверки.

Повторяют процедуру для остальных реперных точек.

Если ΔW хотя бы в одной реперной точке превышает нормированное значение абсолютной погрешности для поверяемого влагомера, то влагомер подлежит настройке в соответствии с методикой, приведенной в руководстве по эксплуатации (пункт 10.2) и последующей повторной поверке.

Влагомер считается прошедшим поверку, если его абсолютная погрешность измерения влагосодержания не превышает $\pm 1,5$ % объемной доли воды в диапазоне измерения влагосодержания в каждой из точек, указанных в таблице 2.

6.6 Определение основной абсолютной погрешности ΔW на месте эксплуатации поверяемого влагомера путем сравнения показаний влагомера с результатами по аттестованной методике измерения.

6.6.1 Поверку влагомера производят в потоке нефтегазоводяной продукции скважины, непрерывно эксплуатирующейся в течении 4 часов.

6.6.2 Выполняют отбор пяти проб. Интервал времени отбора между следующими друг за другом пробами - не более 1 мин.

6.6.3 Одновременно с отбором пробы снимают показания влагомера. При этом за результат измерения объемного влагосодержания жидкой фазы поверяемым влагомером принимают среднее значение показаний влагомера за время отбора пробы.

6.6.4 По аттестованной методике измерения объемного влагосодержания определяют влагосодержание жидкой фазы по каждой отобранной пробе.

6.6.5 Вычисляют среднюю величину измеренных влагомером пяти значений влагосодержания жидкой фазы.

6.6.6 Вычисляют среднюю величину определенных аналитической лабораторией пяти значений влагосодержания жидкой фазы.

6.6.7 Основную абсолютную погрешность ΔW в условиях эксплуатации при рабочих значениях влагосодержания жидкой фазы определяют по формуле (1). При этом за $W_{вл}$ принимают среднюю величину влагосодержания жидкой фазы в соответствии с п.6.6.5, за $W_{эт}$ принимают среднюю величину влагосодержания жидкой фазы в соответствии с п.6.6.6.

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

6.6.9 Если ΔW хотя бы в одной реперной точке превышает нормированное значение абсолютной погрешности для поверяемого влагомера, то влагомер подлежит настройке в соответствии с методикой, приведенной в руководстве по эксплуатации (пункт 10.2) и последующей повторной поверке.

Влагомер считается прошедшим поверку, если его абсолютная погрешность измерения влагосодержания не превышает $\pm 1,5$ % объемной доли воды в диапазоне измерения влагосодержания в каждой из точек, указанных в таблице 2.

6.7 Поверка влагомера на месте эксплуатации при использовании ЭВ.

6.7.1 На месте эксплуатации влагомера должна быть предусмотрена возможность монтажа первичного преобразователя ЭВ в измерительную линию последовательно с поверяемым влагомером на расстоянии не более 2 м друг от друга по трубопроводу.

6.7.2 В соответствии с руководством по эксплуатации на ЭВ:

- устанавливают первичные преобразователи ЭВ в измерительную линию;
- включают поток нефтегазоводяной смеси через трубопровод/измерительную линию;
- измеряют температуру смеси.

6.7.3 Поверку влагомера производят при рабочих значениях влагосодержания жидкой фазы в потоке нефтегазоводяной продукции скважины, непрерывно эксплуатирующейся в течении 4 часов.

6.7.4 Выполняют пять измерений объемного влагосодержания в жидкой фазе продукции скважины с использованием ЭВ. Интервал времени между следующими друг за другом измерениями - не более 1 мин. Продолжительность каждого измерения - не менее 2 минут. При этом за результат измерения объемного влагосодержания каждого из пяти измерений принимают среднее значение показаний ЭВ за 2 минуты с фиксацией времени начала и окончания этого интервала.

6.7.5 Одновременно с выполнением измерений ЭВ снимают показания поверяемого влагомера. При этом за результат измерения объемного влагосодержания в жидкой фазе продукции скважины поверяемым влагомером принимают среднее значение показаний влагомера за двухминутный интервал времени выполнения измерений ЭВ, указанный в п.6.7.4, с фиксацией времени начала и окончания этого интервала.

6.7.6 Вычисляют среднюю величину измеренных поверяемым влагомером пяти значений влагосодержания жидкой фазы.

6.7.7 Вычисляют среднюю величину измеренных ЭВ пяти значений влагосодержания жидкой фазы.

6.7.8 Основную абсолютную погрешность ΔW в условиях эксплуатации при каждом значении влагосодержания жидкой фазы определяют по формуле (1). При этом за $W_{вл}$ принимают среднюю величину влагосодержания жидкой фазы в соответствии с п.6.7.6, за $W_{эт}$ принимают среднюю величину влагосодержания жидкой фазы в соответствии с п.6.7.7.

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

6.8 Если ΔW хотя бы в одной реперной точке превышает нормированное значение абсолютной погрешности для поверяемого влагомера, то влагомер подлежит настройке в соответствии с методикой, приведенной в руководстве по эксплуатации (пункт 10.2) и последующей повторной поверке.

Влагомер считается прошедшим поверку, если его абсолютная погрешность измерения влагосодержания не превышает $\pm 1,5$ % объемной доли воды в диапазоне измерения влагосодержания в каждой из точек, указанных в таблице 2.

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 многофазный поточный «КВАЛИТЕТ» ВМП.0704
Зав. номер № _____ Дата выпуска _____
Принадлежность _____
Место проведения поверки _____

1. Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды, °С _____
Влажность воздуха, % _____
Атмосферное давление, кПа _____
Температура, °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 метрологических характеристик:

№ точки	Значение влагосодержания поверочной пробы, % объемной доли воды		Основная абсолютная погрешность, % объемной доли воды	
	Измеренное W _{вл}	Действительное W _{эт}	По результатам поверки	Нормированное значение
1				
2				
3				
4				
5				

Заключение: _____

Поверитель:

_____ должность _____ подпись _____ Ф.И.О.

Дата поверки: " ____ " _____ 20__ г.