

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

УТВЕРЖДАЮ

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

/Фафурин В.А./

2013 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Влагомеры поточные моделей L и F**

Методика поверки

МП 0090-6-2013

РАЗРАБОТАНА

ИСПОЛНИТЕЛИ

УТВЕРЖДЕНА

АТТЕСТОВАНА

«\_\_\_»\_\_\_\_\_ 2013 г.

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»

Сладовский А.Г., Корнилов А.М.

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на влагомеры поточные моделей L и F производства фирмы «Phase Dynamics, Inc.» (США) (далее - влагомеры), и устанавливает методику их первичной и периодической поверок.

Влагомеры предназначены для измерения объемного влагосодержания нефти, нефтепродуктов, газового конденсата, углеводородных жидкостей и других жидкостей органического происхождения при транспортировке по технологическим трубопроводам.

Первичную и периодические поверки влагомеров проводят в лабораторных условиях.

Интервал между поверками - 1 год.

## 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
Определение абсолютной погрешности влагомера модели L (диапазон измерения влагосодержания от 0 до 4, от 0 до 10 или от 0 до 20 % объемной доли воды)	6.4.1
Определение абсолютной погрешности влагомера модели F (диапазон измерения влагосодержания от 0 до 100 % объемной доли воды)	6.4.2
Обработка и оформление результатов поверки	7,8

## 2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

- установка для поверки влагомеров (далее - УП), обеспечивающая монтаж влагомеров, циркуляцию и расход поверочной жидкости через влагомер в диапазоне от 0,5 до 6,5 м<sup>3</sup>/час, включающая в себя диспергирующее устройство, обеспечивающее создание стабильных смесей нефть (нефтепродукт) – вода, и оборудованная термостатом, обеспечивающим поддержание температуры смесей в диапазоне от плюс 5 до плюс 95 °С, со стабильностью  $\pm 0,2$  °С. Абсолютная погрешность воспроизведения объемного влагосодержания УП не должна превышать  $\pm 0,025$  % объемной доли воды в диапазоне 0 – 2 % объемной доли воды,  $\pm 0,05$  % объемной доли воды в диапазоне 2 – 4 % объемной доли воды,  $\pm 0,075$  % объемной доли воды в диапазоне 4 – 10 % объемной доли воды,  $\pm 0,1$  % объемной доли воды в диапазоне 10 – 20 % объемной доли воды,  $\pm 0,5$  % объемной доли воды в диапазоне 20 – 70 % объемной доли воды,  $\pm 0,75$  % объемной доли воды в диапазоне 70 – 100 % объемной доли воды;

- титратор по методу К.Фишера с относительной погрешностью определения количества воды не более  $\pm 3$  %;
- калибратор многофункциональный MC5-R, диапазон генерирования тока от 0 до 25 мА с относительной погрешностью  $\pm 0,02$  %;
- ареометры для нефти АН или АНТ-1 по ГОСТ 18481 или лабораторный плотномер с пределом допускаемой абсолютной погрешности не более  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>.
- термометры ртутные стеклянные типа ТЛ-4 по ТУ 25-2021.003 с ценой деления 0,1 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,2$  °С;
- барометр-анероид БАММ-1, диапазон измерений от 80 до 106,7 кПа, цена деления шкалы 100 Па по ТУ25-11.15135;
- психрометр ВИТ-1, диапазон измерений относительной влажности от 30 до 80%, цена деления термометров 0,5 °С по ТУ25-11.1645;
- масло по ГОСТ 982 или нефть, соответствующая по степени подготовки ГОСТ Р 51858, с начальным влагосодержанием не более 0,2 % объемной доли воды;
- вода дистиллированная по ГОСТ 6709;
- хлористый натрий квалификации «Чистый» по ГОСТ 4233;
- дизельное топливо, спирт (для промывки).

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

2.3 Рекомендуется проводить поверку на смесях, созданных на основе нефти (нефтепродукта) и воды с места эксплуатации влагомера. В противном случае перед проведением поверки необходимо провести калибровку влагомера в соответствии с его руководством по эксплуатации.

2.4 Допускается применять другие средства измерений, 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 поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С от 15 до 25
- относительная влажность воздуха, % от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа от 96 до 106
- напряжение питания, В 220  $\pm$  10 переменного тока  
24  $\pm$  1 постоянного тока
- изменение температуры окружающей среды за время

поверки, °С, не более	2
- вибрация и внешнее магнитное поле	не допускаются.
- температура смеси нефть (нефтепродукт) - вода при определении абсолютной погрешности, °С	от плюс 15 до плюс 75
- изменение температуры смеси нефть (нефтепродукт) - вода в процессе определения абсолютной погрешности, °С	±0,5
- избыточное давление смеси нефть (нефтепродукт) - вода в УП при определении абсолютной погрешности, МПа	от 0 до 0,05

**Примечание:**

Допускается проводить поверку при температуре смеси нефть (нефтепродукт) – вода отличной от плюс 20 °С, при этом за действительное влагосодержание принимается влагосодержание смеси при температуре проведения поверки.

## **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.

5.3 Влагомер промывают сначала дизельным топливом, затем промывают спиртом, сушат.

5.4 Проводят монтаж влагомера на УП.

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

5.6 Подготавливают осушенную нефть (нефтепродукт). Влагосодержание осушенной нефти (нефтепродукта) не должно превышать 0,2 % объемной доли воды.

5.7 Проводят измерение плотности нефти (нефтепродукта) при температуре проведения поверки.

5.8 При проведении поверки влагомера модели F приготавливают раствор хлористого натрия в дистиллированной воде концентрацией 10 г/кг. В случае если поверяемый влагомер откалиброван в диапазоне солесодержания от 8 до 25 % массовой доли солей, или от 15 до 25 % массовой доли солей, приготавливают раствор хлористого натрия в дистиллированной воде концентрацией 160 г/кг.

5.9 Проводят измерение плотности раствора хлористого натрия в дистиллированной воде при температуре проведения поверки.

5.10 При проведении поверки влагомера модели L используют дистиллированную воду. Плотность дистиллированной воды принимают в соответствии с ГССД 2-77.

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;

## 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.

Производят включение влагомера. После подачи питания встроенное ПО проводит ряд самодиагностических проверок, при этом на экране дисплея будут отражаться следующие данные:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии (идентификационный номер) ПО.

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

6.4.1 Определение абсолютной погрешности влагомера модели L (диапазон измерения влагосодержания от 0 до 4, от 0 до 10 или от 0 до 20 % объемной доли воды).

6.4.1.1 Определение абсолютной погрешности влагомера при первичной и периодической поверке проводят последовательно в нескольких реперных точках на смесях нефть (нефтепродукт) – вода с различным влагосодержанием. Последовательность и состав реперных точек указаны в таблицах 2 - 4.

Таблица 2. Реперные точки для поверки влагомеров модели L с диапазоном измерения влагосодержания от 0 до 4 % объемной доли воды.

№ реперной точки	Влагосодержание, % объемной доли воды
1	0
2	0,5
3	1,5
4	2,5
5	3,5

### Примечания:

1 Здесь и далее в качестве смеси нефть (нефтепродукт) - вода для точки № 1 используется осушенная нефть (масло) с влагосодержанием не более 0,2 % объемной доли воды.

2 Здесь и далее фактическое значение влагосодержания в смеси нефть (масло) - вода может отличаться от заданного на:

- ±0,2 % объемной доли воды в диапазоне измерения до 4 % объемной доли воды;
- ±0,5 % объемной доли воды в диапазоне измерения от 4 до 20 % объемной доли воды;
- ±1,0 % объемной доли воды в диапазоне измерения свыше 20 % объемной доли воды.

Таблица 3. Реперные точки для поверки влагомеров модели L с диапазоном измерения влагосодержания от 0 до 10 % объемной доли воды.

№ реперной точки	Влагосодержание, % объемной доли воды
1	0
2	1
3	5
4	9

Таблица 4. Реперные точки для поверки влагомеров модели L с диапазоном измерения влагосодержания от 0 до 20 % объемной доли воды.

№ реперной точки	Влагосодержание, % объемной доли воды
1	0
2	3
3	7
4	13
5	17

6.4.1.2 Заполняют гидравлический контур УП маслом или осушенной нефтью с начальным влагосодержанием не более 0,2 % объемной доли воды, исключая попадание воздуха в систему и образования воздушных пробок.

6.4.1.3 Удаляют воздух из гидравлического контура.

6.4.1.4 Прокачивают смесь по гидравлическому контуру не менее 10 минут после достижения температуры смеси требуемого значения.

6.4.1.5 В случае если во влагомере используется функция автоматической коррекции результатов измерений влагосодержания при изменении плотности анализируемой смеси, к электронному блоку подключают калибратор тока. На выходе калибратора выставляют токовый сигнал, соответствующий плотности нефти (масла). Метод вычисления значения токового сигнала приведен в приложении А.

6.4.1.6 Отбирают из гидравлического контура пробу смеси и определяют влагосодержание, в % объемной доли воды, используя титратор по методу К. Фишера.

6.4.1.7 За действительное значение влагосодержания смеси в реперной точке № 1, принимают значение полученное посредством титратора.

6.4.1.8 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

6.4.1.9 Проводят определение абсолютной погрешности полученных результатов согласно пункту 7 данной методики, с занесением результата в протокол поверки.

6.4.1.10 В случае если абсолютная погрешность влагомера в реперной точке № 1 превышает допустимое значение, указанное в таблицах 6 - 8 проводят калибровку влагомера в соответствии с его руководством по эксплуатации, после чего повторно снимают показания влагомера и проводят определение абсолютной погрешности полученных результатов согласно пункту 7 данной методики, с занесением результата в протокол поверки.

6.4.1.11 Последовательно проводят определение абсолютной погрешности в остальных реперных точках. Приготовление смесей нефть (нефтепродукт) – вода осуществляют в соответствии с эксплуатационной документацией УП.

6.4.1.12 Прокачивают смесь по гидравлическому контуру не менее 10 минут после достижения температуры смеси требуемого значения.

6.4.1.13 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

6.4.1.14 Проводят определение основной абсолютной погрешности полученных результатов согласно пункту 7 данной методики, с занесением результата в протокол поверки. При этом за действительное значение влагосодержания смеси принимается рас-

четное значение влагосодержания в соответствии с эксплуатационной документацией УП.

6.4.2 Определение абсолютной погрешности влагомера модели F (диапазон измерения влагосодержания от 0 до 100 % объемной доли воды)

6.4.2.1 Определение абсолютной погрешности влагомера при первичной и периодической поверке проводят последовательно в семи реперных точках на смесях нефть (нефтепродукт) – вода с различным влагосодержанием. Последовательность и состав реперных точек указаны в таблице 5.

Таблица 5. Реперные точки для поверки влагомеров модели F с диапазоном измерения влагосодержания от 0 до 100 % объемной доли воды.

№ реперной точки	Влагосодержание, % объемной доли воды
1	0
2	5
3	15
4	30
5	60
6	100
7	90

6.4.2.2 Заполняют гидравлический контур УП маслом или осушенной нефтью с начальным влагосодержанием не более 0,2 % объемной доли воды, исключая попадание воздуха в систему и образования воздушных пробок.

6.4.2.3 Удаляют воздух из гидравлического контура.

6.4.2.4 Прокачивают смесь по гидравлическому контуру не менее 10 минут после достижения температуры смеси требуемого значения.

6.4.2.5 Отбирают из гидравлического контура пробу смеси и определяют влагосодержание, в % объемной доли воды, используя титратор по методу К. Фишера.

6.4.2.6 За действительное значение влагосодержания смеси в реперной точке №1, принимают значение полученное посредством титратора.

6.4.2.7 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

6.4.2.8 Проводят определение абсолютной погрешности полученных результатов согласно пункту 7 данной методики, с занесением результата в протокол поверки.

6.4.2.9 В случае если абсолютная погрешность влагомера в реперной точке 1 превышает допустимое значение, указанное в таблице 9 проводят калибровку влагомера в соответствии с его руководством по эксплуатации, после чего повторно снимают показания влагомера и проводят определение абсолютной погрешности полученных результатов согласно пункту 7 данной методики, с занесением результата в протокол поверки.

6.4.2.10 Последовательно проводят определение абсолютной погрешности в реперных точках №№ 2,3,4 и 5. Приготовление смесей нефть (нефтепродукт) – вода осуществляют в соответствии с эксплуатационной документацией УП.

6.4.2.11 Прокачивают смесь по гидравлическому контуру не менее 10 минут после достижения температуры смеси требуемого значения.

6.4.2.12 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

6.4.2.13 Проводят определение абсолютной погрешности полученных результатов согласно пункту 7 данной методики, с занесением результата в протокол поверки. При этом за действительное значение влагосодержания смеси принимается расчетное значение влагосодержания в соответствии с эксплуатационной документацией УП.

6.4.2.14 Гидравлический контур УП промывают сначала дизельным топливом, затем спиртом, сушат.

6.4.2.15 Заполняют гидравлический контур УП раствором хлористого натрия в дистиллированной воде, исключая попадание воздуха в систему и образования воздушных пробок.

6.4.2.16 Удаляют воздух из гидравлического контура.

6.4.2.17 Прокачивают раствор по гидравлическому контуру не менее 10 минут после достижения температуры раствора требуемого значения.

6.4.2.18 За действительное значение влагосодержания смеси в реперной точке № 6, принимают 100 % объемной доли воды.

6.4.2.19 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

6.4.2.20 Проводят определение абсолютной погрешности полученных результатов согласно пункту 7 данной методики, с занесением результата в протокол поверки.

6.4.2.21 В случае если абсолютная погрешность влагомера в реперной точке № 6 превышает допустимое значение, указанное в таблице 9 проводят калибровку влагомера в соответствии с его руководством по эксплуатации, после чего повторно снимают показания влагомера и проводят определение абсолютной погрешности полученных результатов согласно пункту 7 данной методики, с занесением результата в протокол поверки.

6.4.2.22 Проводят определение абсолютной погрешности в реперной точке № 7. Приготовление смеси нефть (нефтепродукт) – вода осуществляют в соответствии с эксплуатационной документацией УП.

6.4.2.23 Прокачивают смесь по гидравлическому контуру не менее 10 минут после достижения температуры смеси требуемого значения.

6.4.2.24 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

6.4.2.25 Проводят определение абсолютной погрешности полученных результатов согласно пункту 7 данной методики, с занесением результата в протокол поверки. При этом за действительное значение влагосодержания смеси принимается расчетное значение влагосодержания в соответствии с эксплуатационной документацией УП.

## 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 влагосодержания, измеренное влагомером, % объемной доли воды;  
 $W_{\text{Д}}$  - действительное значение влагосодержания смеси, приготовленной посредством УП, % объемной доли воды.

Абсолютная погрешность влагомера не должна превышать пределов, указанных в таблицах 6 - 9.

Таблица 6. Пределы абсолютной погрешности для влагомеров модели L с диапазоном измерения влагосодержания 0:-4 % объемной доли воды.

Диапазон измерения, % объемной доли воды	Предел абсолютной погрешности, % объемной доли воды
от 0 до 2	±0,05
от 2 до 4	±0,1

Таблица 7. Пределы абсолютной погрешности для влагомеров модели L с диапазоном измерения влагосодержания 0:-10 % объемной доли воды.

Диапазон измерения, % объемной доли воды	Предел абсолютной погрешности, % объемной доли воды
от 0 до 10	±0,15

Таблица 8. Пределы абсолютной погрешности для влагомеров модели L с диапазоном измерения влагосодержания 0-:-20 % объемной доли воды.

Диапазон измерения, % объемной доли воды	Предел абсолютной погрешности, % объемной доли воды
0-10	$\pm 0,15$
10-20	$\pm 0,2$

Таблица 9. Пределы абсолютной погрешности для влагомеров модели F.

Диапазон измерения, % объемной доли воды	Предел абсолютной погрешности, % объемной доли воды
0-10	$\pm 0,15$
10-20	$\pm 0,2$
20-70	$\pm 1$
70-100	$\pm 1,5$

## 8 Оформление результатов поверки

8.1 Влагомер считается прошедшим поверку, если его абсолютная погрешность во всем диапазоне измерения объемного влагосодержания не выходит за установленные пределы.

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке влагомера в соответствии с требованиями правил по метрологии «ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения». На оборотной стороне свидетельства о поверке влагомера указывают:

- диапазон измеряемого влагосодержания смеси, % объемной доли воды;
- значения пределов абсолютной погрешности измерений влагосодержания смеси, % объемной доли воды.

8.3 При отрицательных результатах поверки влагомер к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.

8.4 Протокол поверки оформляют в соответствии с приложением Б настоящей инструкции.

## Приложение А (обязательное)

Метод вычисления значения токового сигнала калибратор тока для использования функции автоматической коррекции результатов измерений влагосодержания при изменении плотности анализируемой смеси.

Ток на выходе калибратора ( $I$ , мА) рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{(\rho_i - \rho_{\min})}{(\rho_{\max} - \rho_{\min})} \cdot 16 + 4, \quad (A1)$$

где  $\rho_i$  – текущая плотность смеси, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\max}$  – максимальное значение плотности смеси (максимальное значение диапазона), кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\min}$  – минимальное значение плотности смеси (минимальное значение диапазона), кг/м<sup>3</sup>.

Значения  $\rho_{\max}$  и  $\rho_{\min}$  должны быть введены в электронный блок влагомера.

Пример 1. В электронный блок влагомера введен диапазон значений плотности анализируемой смеси от 750 до 900 кг/м<sup>3</sup>. Таким образом, смеси с плотностью 750 кг/м<sup>3</sup> будет соответствовать ток 4 мА, смеси с плотностью 900 кг/м<sup>3</sup> – ток 20 мА.

Проверка проводится при температуре смеси равной 20 °С.

Плотность осушенной нефти при температуре 20 °С равна 800 кг/м<sup>3</sup>.

Ток, соответствующий плотности осушенной нефти, будет равен:

$$I = \frac{(800 - 750)}{(900 - 750)} \cdot 16 + 4 = 9,3333 \text{ мА}$$

Пример 2. В электронный блок влагомера введен диапазон значений плотности анализируемой смеси от 750 до 900 кг/м<sup>3</sup>.

Проверка проводится при температуре смеси равной 40 °С.

Плотность осушенной нефти при температуре 40 °С равна 784,6 кг/м<sup>3</sup>.

Ток, соответствующий плотности осушенной нефти, будет равен:

$$I = \frac{(784,6 - 750)}{(900 - 750)} \cdot 16 + 4 = 7,6907 \text{ мА}$$

Пример 3. В электронный блок влагомера введен диапазон значений плотности анализируемой смеси от 750 до 900 кг/м<sup>3</sup>.

Проверка проводится при температуре смеси равной 20 °С.

Плотность осушенной нефти при температуре 20 °С равна 800 кг/м<sup>3</sup>.

Влагосодержание смеси в данной реперной точке 10 % объемной доли воды.

Плотность дистиллированной воды при температуре 20 °С равна 998,2 кг/м<sup>3</sup>.

Плотность смеси ( $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>) равна:

$$\rho = \frac{998,2}{100} \cdot 10 + \frac{800}{100} \cdot 90 = 819,82$$

Ток, соответствующий плотности смеси, будет равен:

$$I = \frac{(819,82 - 750)}{(900 - 750)} \cdot 16 + 4 = 11,4475 \text{ мА}$$

**Приложение Б**  
**(обязательное)**

**ПРОТОКОЛ**  
поверки

Влагомер нефти поточный модели L фирмы «Phase Dynamics, Inc.»

Зав.номер \_\_\_\_\_ Дата выпуска \_\_\_\_\_

Владелец \_\_\_\_\_

Место проведения поверки \_\_\_\_\_

Условия поверки:

Температура окружающей среды, °С \_\_\_\_\_

Влажность воздуха, % \_\_\_\_\_

Атмосферное давление, кПа \_\_\_\_\_

Результаты поверки:

Определение абсолютной погрешности влагомера

Температура смеси, °С	Влагосодержание смеси по показаниям влагомера, % объемной доли воды	Действительное влагосодержание смеси, % объемной доли воды	Абсолютная погрешность, % объемной доли воды	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, % объемной доли воды

Вывод: абсолютная погрешность влагомера не превышают (превышают) допустимые значения. Влагомер признан пригодным (не пригодным) к эксплуатации.

Поверку провел:

\_\_\_\_\_

должность

\_\_\_\_\_

подпись

\_\_\_\_\_

Ф.И.О.

Дата проведения поверки: " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.