

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»


Заместитель директора филиала
А.С. Тайбинский
«26» сентября 2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

ВЛАГОМЕРЫ ПОТОЧНЫЕ МОДЕЛЕЙ L И F

Методика поверки

МП 1452-6-2022

Начальник научно-исследовательского
отдела


Сладовский А.Г.
Тел. отдела: (843) 272-03-63

г. Казань
2022 г.

1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на влагомеры поточные моделей L и F производства фирмы «Phase Dynamics, Inc.» (США) (далее - влагомеры), используемых в качестве рабочих средств измерений в соответствии с ГОСТ 8.614-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов» и устанавливает методику их первичной и периодических поверок.

Поверка влагомеров осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 8.614 рабочими эталонами объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 1 или 2 разряда. Влагомеры прослеживаются к Государственному первичному специальному эталону единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011.

Определение метрологических характеристик влагомеров проводят методом прямого измерения поверяемыми влагомерами влагосодержания, воспроизводимого поверочными пробами.

Первичную и периодические поверки влагомеров проводят в лабораторных условиях.

Допускается проводить периодическую поверку влагомера на меньшем числе диапазонов измерений на основании письменного заявления владельца влагомера, оформленного в произвольной форме.

2 Перечень операций поверки средства измерений

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

Таблица 1 – Операции при проведении первичной или периодической поверки

Наименование операции	Необходимость выполнения		Номер пункта методики поверки
	при первичной поверке	при периодической поверке	
Внешний осмотр, проверка комплектности	Да	Да	7
Опробование	Да	Да	8.11
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) влагомеров	Да	Да	9
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	10
Оформление результатов поверки	Да	Да	11 Приложение Б

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении первичной и периодической поверки в лабораторных условиях должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С от 15 до 25;
- атмосферное давление, кПа от 96 до 106;
- относительная влажность воздуха, %, от 30 до 80;

- изменение температуры окружающей среды за время поверки, °С, не более 2;
- 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 $\pm 0,5$;
- избыточное давление смеси нефть (нефтепродукт) - вода в УП при определении абсолютной погрешности, МПа от 0 до 1,0.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

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.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

№	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
Эталоны (Основные средства поверки)		
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 - УП). Рабочий эталон должен обеспечивать соотношение допускаемых пределов абсолютных погрешностей рабочего эталона и поверяемого влагомера не более 1:2 при любом значении влагосодержания из диапазона измерений поверяемого влагомера.	Рабочие эталоны единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 1 разряда 3.1.ZZ3.0027.2014 3.1.ZZ3.0026.2014 Рабочий эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 2 разряда 3.2.BPA.0011.2017
Вспомогательные средства поверки (средства измерений)		
2	Барометр, обеспечивающий измерения атмосферного давления в диапазоне от 80 до 106,7 кПа	Прибор комбинированный Testo 622 (рег. №53505-13); Барометры-анероиды метеорологические БАММ-1 (рег. №5738-76); Гигрометры психрометрические ВИТ (рег. №42453-09)
3	Гигрометр, обеспечивающий измерения относительной влажности воздуха от 30 % до 80 %	
4	Измерители температуры окружающего воздуха, обеспечивающие измерения в диапазоне от 15 °С до 25 °С.	

5	Ареометры или плотномер для нефти с пределом допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$	Денсиметры DMA 5000 (рег. №15110-04)
6	Измерители температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$	Термопреобразователь температуры серии TF (рег. №47279-11)
7	Калибратор многофункциональный с пределами допускаемой основной погрешности воспроизведения силы постоянного тока $\pm (0,02 \% \text{ показания} + 1 \text{ мкА})$	Калибратор многофункциональный МСх-Р модификации МС5-Р (рег. №22237-08)
Примечание - Калибратор тока применяют при поверке только если во влагомере используется функция автоматической коррекции результатов измерений влагосодержания при изменении плотности анализируемой смеси		

5.2 Рабочий эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 1 или 2 разряда в соответствии с ГОСТ 8.614-2013 – установка поверочная (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 $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$.

5.3 Применяемые при поверке эталоны должны быть утверждены в установленном порядке и иметь действующие свидетельства об аттестации или положительные результаты поверки, сведения о которых внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

5.4 Применяемые при поверке средства измерений должны быть поверены и иметь положительные результаты поверки, сведения о которых внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

5.5 Рекомендуются 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.

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

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 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.

6.2 При выполнении работ соблюдают требования следующих нормативных документов:

в области охраны труда и промышленной безопасности

- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. №534);

- Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» от 27.12.2012 № 784;

- Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

- Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116 от 21.07.1997 г.;

в области пожарной безопасности:

- Федерального закона «О пожарной безопасности» от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ;

- Правил противопожарного режима в Российской Федерации (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 г. № 1479);

в области соблюдения безопасной эксплуатации электроустановок:

- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020 г. № 903н);

- Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (утверждены Приказом Министерства энергетики РФ от 13.01.2003 г. № 6);

- Правил устройства электроустановок (ПУЭ) VII-е издание (утверждены Приказом Министерства энергетики РФ от 08.07.2002 № 204).

в области охраны окружающей среды:

- Федерального закона «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ.

Примечание – Если внесены изменения или заменены указанные в пункте 6.2 нормативные документы, то рекомендуется использовать действующие версии этих документов с учетом всех внесенных изменений.

6.3 Помещение для проведения поверки должно быть оборудовано устройствами приточно-вытяжной вентиляции и первичными средствами пожаротушения.

7 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре:

- определяют соответствие маркировки требованиям, предусмотренным эксплуатационной документацией, полноту маркировки и ее сохранность;

- проверяют отсутствие механических повреждений, коррозии, нарушения покрытий, надписей и других дефектов;

- проверяют наличие и целостность пломб.

Дальнейшая поверка влагомера с повреждениями и не соответствующего требованиям документации запрещается.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

Перед проведением поверки выполняют следующие работы.

8.1 Проверяют наличие действующих свидетельств об аттестации используемых эталонов, действующих положительных результатов поверки используемых средств измерений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

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

8.3 Влагомер промывают сначала дизельным топливом (нефрасом), затем промывают спиртом, сушат.

8.4 Проводят монтаж влагомера.

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

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

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

8.8 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 с массовой долей солей 16 %.

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

8.10 При проведении поверки влагомера модели L используют дистиллированную воду.

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

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

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) включает:

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

9.2 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.

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

10 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 Определение абсолютной погрешности влагомера модели L.

10.1.1 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 3 - 5.

Таблица 3 – Реперные точки для поверки влагомеров модели L с диапазоном измерений 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 4 – Реперные точки для поверки влагомеров модели L с диапазоном измерений влагосодержания от 0 % до 10 % объемной доли воды

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

Таблица 5 – Реперные точки для поверки влагомеров модели L с диапазоном измерений влагосодержания от 0 % до 20 % объемной доли воды

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

10.1.2 Заполняют гидравлический контур УП осушенной нефтью (нефтепродуктом) с влагосодержанием не более 0,2 % объемной доли воды, исключая попадание воздуха в систему и образования воздушных пробок.

10.1.3 Удаляют воздух из гидравлического контура.

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

10.1.5 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 (нефтепродукта). Метод вычисления значения токового сигнала приведен в приложении А.

10.1.6 За действительное значение влагосодержания смеси в реперной точке № 1, принимают значение влагосодержания осушенной нефти (нефтепродукта) определенное в соответствии с эксплуатационной документацией УП.

10.1.7 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

10.1.8 Проводят определение абсолютной погрешности влагомера с занесением результата в протокол поверки по формуле:

$$\Delta W_i = W_i - W_{i0} \quad (1)$$

где W_{i0} – действительное значение влагосодержания смеси определенное в соответствии с эксплуатационной документацией на УП, % объемной доли воды;

W_i – значение влагосодержания, измеренное влагомером, % объемной доли воды.

10.1.9 В случае если абсолютная погрешность влагомера в реперной точке № 1 превышает пределы допускаемой абсолютной погрешности влагомера, указанные в описании типа, проводят калибровку влагомера в соответствии с его руководством по эксплуатации, после чего повторно снимают показания влагомера и проводят определение абсолютной погрешности влагомера по формуле (1), с занесением результата в протокол поверки.

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

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

10.1.12 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

10.1.13 Проводят определение абсолютной погрешности влагомера по формуле (1), с занесением результата в протокол поверки.

10.1.14 За действительное значение влагосодержания смеси в реперных точках принимается расчетное значение влагосодержания в соответствии с эксплуатационной документацией УП.

10.2 Определение абсолютной погрешности влагомера модели F

10.2.1 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 6.

Таблица 6 – Реперные точки для поверки влагомеров модели F

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

10.2.2 Заполняют гидравлический контур УП осушенной нефтью (нефтепродуктом) с начальным влагосодержанием не более 0,2 % объемной доли воды, исключая попадание воздуха в систему и образования воздушных пробок, определенным в соответствии с эксплуатационной документацией УП.

10.2.3 Удаляют воздух из гидравлического контура.

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

10.2.5 За действительное значение влагосодержания смеси в реперной точке № 1, принимают значение влагосодержания осушенной нефти (нефтепродукта).

10.2.6 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

10.2.7 Проводят определение абсолютной погрешности влагомера по формуле (1), с занесением результата в протокол поверки.

10.2.8 В случае если абсолютная погрешность влагомера в реперной точке 1 превышает пределы допускаемой абсолютной погрешности влагомера, указанные в описании типа, проводят калибровку влагомера в соответствии с его руководством по эксплуатации, после чего повторно снимают показания влагомера и проводят определение абсолютной погрешности влагомера по формуле (1) данной методики, с занесением результата в протокол поверки.

10.2.9 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.

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

10.2.11 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

10.2.12 Проводят определение абсолютной погрешности влагомера по формуле (1), с занесением результата в протокол поверки. При этом за действительное значение влагосодержания смеси принимается расчетное значение влагосодержания в соответствии с эксплуатационной документацией УП.

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

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

10.2.15 Удаляют воздух из гидравлического контура.

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

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

10.2.18 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

10.2.19 Проводят определение абсолютной погрешности влагомера по формуле (1), с занесением результата в протокол поверки.

10.2.20 В случае если абсолютная погрешность влагомера в реперной точке № 6 превышает пределы допускаемой абсолютной погрешности влагомера, указанные в описании типа, проводят калибровку влагомера в соответствии с его руководством по эксплуатации, после чего повторно снимают показания влагомера и проводят определение

абсолютной погрешности влагомера по формуле (1), с занесением результата в протокол поверки.

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

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

10.2.23 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

10.2.24 Проводят определение абсолютной погрешности влагомера по формуле (1), с занесением результата в протокол поверки. При этом за действительное значение влагосодержания смеси принимается расчетное значение влагосодержания в соответствии с эксплуатационной документацией УП.

10.3 Результаты поверки влагомера считаются положительными если абсолютная погрешность влагомера в каждой реперной точке не превышает пределов, указанных в описании типа.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Соблюдение требований по защите от несанкционированного доступа обеспечивается проверкой наличия и целостности пломб на корпусе влагомера при внешнем осмотре.

11.2 Результаты поверки влагомера оформляют протоколом согласно Приложению Б. Допускается форму протокола представлять в измененном виде.

11.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца оформляют свидетельство о поверке влагомера в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

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.

11.4 При отрицательных результатах поверки по заявлению владельца выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

11.5 Сведения о результатах поверки влагомера передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку.

11.6 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Приложение А (обязательное)

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

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

$$I = \frac{(\rho_i - \rho_{min})}{(\rho_{max} - \rho_{min})} \cdot 16 + 4, \quad (A.1)$$

где ρ_i – текущая плотность смеси, кг/м³;

ρ_{max} – максимальное значение плотности смеси (максимальное значение диапазона, кг/м³;

ρ_{min} – минимальное значение плотности смеси (минимальное значение диапазона), кг/м³.

Значения ρ_{max} и ρ_{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/м³. Таким образом, смеси с плотностью 750 кг/м³ будет соответствовать ток 4 мА, смеси с плотностью 900 кг/м³ – ток 20 мА.

Поверка проводится при температуре смеси равной 20 °С.

Плотность осушенной нефти при температуре 20 °С равна 800 кг/м³.

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/м³.

Поверка проводится при температуре смеси равной 40 °С.

Плотность осушенной нефти при температуре 40 °С равна 784,6 кг/м³.

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/м³.

Поверка проводится при температуре смеси равной 20 °С.

Плотность осушенной нефти при температуре 20 °С равна 800 кг/м³.

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

Плотность дистиллированной воды при температуре 20 °С равна 998,2 кг/м³.

Плотность смеси (ρ , кг/м³) 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
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ
первичной/периодической поверки №__

Наименование средства измерений: _____
Тип, модель, изготовитель: _____
Заводской номер: _____ Дата выпуска _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:

Изменение температуры окружающей среды, не более _____
Атмосферное давление _____
Относительная влажность _____

Результаты поверки:

Результаты внешнего осмотра: _____
Результаты опробования: _____
Результаты подтверждения соответствия ПО: _____

Определение метрологических характеристик:

№ реп. точки	Температура смеси, °С	Избыточное давление смеси, МПа	Температура окружающей среды, °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

Закключение по результатам поверки: Абсолютная погрешность по результатам поверки превышает/ не превышает допустимых пределов.

Влагомер признан пригодным/непригодным к эксплуатации

Поверку провел:

должность

подпись

Ф.И.О.

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