

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «НЕФТЕАВТОМАТИКА»  
ОБОСОБЛЕННОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ  
ГОЛОВНОЙ НАУЧНОЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
АО «НЕФТЕАВТОМАТИКА» в г. Казань**

**УТВЕРЖДАЮ**

Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»



*М.С. Немиров*  
М.С. Немиров  
« 4 » 09 2018 г.

**ИНСТРУКЦИЯ**

Государственная система обеспечения единства измерений

**Измерители содержания воды в нефти RFM WCM модели LC**

Методика поверки

**НА.ГНМЦ.0330-18 МП**

г. Казань  
2018 г.

**РАЗРАБОТАНА** Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика»  
в г. Казань  
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)  
Аттестат аккредитации № RA.RU.311366 от 09.10.2015 г.

**ИСПОЛНИТЕЛИ:** Ибрагимов Р.Р.

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и (или) распространен без разрешения АО «Нефтеавтоматика»

## СОДЕРЖАНИЕ

1	Операции поверки .....	1
2	Средства поверки .....	1
3	Требования безопасности .....	3
4	Условия поверки .....	4
5	Подготовка к поверке .....	5
6	Проведение поверки .....	6
7	Оформление результатов поверки .....	10
8	Перечень используемых нормативных документов.....	10
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Схема подключения электрических соединений поверяемого влагомера и схема подключения гидравлических соединений эталонного влагомера .....	13
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Форма протокола поверки влагомера в лаборатории .....	15
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Форма протокола поверки влагомера в условиях эксплуатации с использованием эталонного влагомера УДВН-1пэ .....	16
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Форма протокола поверки влагомера в условиях эксплуатации с использованием эталонного влагомера ЭУДВН-1л или УДВН-1эм ..	17

Настоящая инструкция распространяется на измерители содержания воды в нефти RFM WCM модели LC (далее – влагомеры) фирмы «Roxar Flow Measurement AS», Норвегия (далее – влагомер), предназначенный для измерения объемного влаго содержания нефти (нефтепродукта) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки в лабораторных условиях и в условиях эксплуатации.

На основании письменного заявления владельца влагомера поверку допускается производить на меньшем числе поддиапазонов измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

Интервал между поверками – 1 год.

## **1 Операции поверки**

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- внешний осмотр п. 6.1;
- подтверждение соответствия программного обеспечения п. 6.2;
- опробование п. 6.3;
- определение метрологических характеристик 6.4.

## **2 Средства поверки**

### **2.1 Эталоны:**

– поверочная установка – рабочий эталон 1-го или 2-го разряда единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов по ГОСТ 8.614, аттестованный в диапазоне объемного влагосодержания от 0,01 % до 99,9 %, с пределами допускаемой абсолютной погрешности от 0,01 % до 0,3 %, в составе:

- титратор автоматический по методу Карла Фишера с пределами допускаемой относительной погрешности измерения влагосодержания  $\pm 3,0$  %;
- весы лабораторные, с поверочным интервалом 1е, с наибольшим пределом взвешивания не более 120 г, класс точности «специальный» по ГОСТ OIML R 76-1-2011;
- средство измерений температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,2$  °С;
- средство измерений давления с пределами допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,05$  МПа.

– эталонный поточный влагомер (компаратор) товарной нефти УДВН-1пэ по УШЕФ.414432.008 ТУ – рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.614, аттестованный в диапазоне объемного влагосодержания от 0,02 % до 6,0 % включительно, с пределами допускаемой абсолютной погрешности от 0,025 % до 0,04 %.

– эталонные лабораторный влагомер товарной нефти ЭУДВН-1л по ТУ 4318-002-58651280-2011 – рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.614, аттестованный в диапазоне объемного влагосодержания от 0,02 % до 2,0 % включительно, с пределами допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,025$  %.

– эталонный мобильный влагомер товарной нефти УДВН-1эм по УШЕФ.414432.008 ТУ – рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.614, аттестованный в диапазоне объемного влагосодержания от 0,02 % до 2,0 % с пределами допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,025$  %.

## 2.2 Вспомогательные средства измерений:

– термогигрометр ИВА-6 по ТУ 4311-011-77511225-2010;

– мультиметр цифровой APPA-82 фирмы «APPA Technology Corporation»;

– газосигнализатор индивидуальный ИГС-98 по ТУ 4215-001-07518800-99;

– средство измерений температуры взрывозащищенного исполнения, диапазон измерений (- 2 – 60) °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности не более  $\pm 0,2$  °С.

– средство измерений давления взрывозащищенного исполнения, диапазон измерений (0 – 4,0) МПа, пределы допускаемой основной приведенной погрешности не более  $\pm 0,5$  %;

– поточный плотномер с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>;

– термометр лабораторный электронный ЛТ-300 по ТУ 4211-041-44229117-2015;

– секундомер электронный «Интеграл С-01» по ТУ РБ 100231303.011-2002.

## 2.3 Вспомогательное оборудование:

– персональный компьютер (далее – ПК) с сервисной программой «Fieldwatch Service Console»;

– модуль аналогового вывода ADAM-4024;

– источник питания постоянного тока 24 В;

– пробосборники вместимостью 1,0 дм<sup>3</sup> по ГОСТ 2517;

– стакан пластиковый вместимостью 500 см<sup>3</sup>.

## 2.5 Материалы:

– масло индустриальное (далее – масло);

– вода водопроводная (далее – вода);

– нефрас С2 80/120 по ТУ 38.401-67-108-92;

– дизельное топливо ГОСТ 305;

– средство моющее обезжиривающее бытовое;

– ветошь.

Допускается применять аналогичные по назначению эталоны и средства измерений, вспомогательные оборудование и материалы, если их характеристики не уступают, указанным в данной инструкции.

### **3 Требования безопасности**

3.1 Необходимо соблюдать правила безопасности при эксплуатации используемых СИ, установленные в эксплуатационной документации.

3.2 Лица, выполняющие работы в помещении, должны соблюдать требования охраны труда и пожарной безопасности, установленные в ГОСТ 12.0.004, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ Р 12.3.047 и Федеральном законе Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а так же требования внутренних нормативных документов и должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты.

3.3 Помещения должны соответствовать требованиям пожаробезопасности по ГОСТ 12.1.004, иметь средства пожаротушения по ГОСТ 12.4.009.

3.4 Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать уровня предельно допустимых концентраций (ПДК), установленных в ГОСТ 12.1.005. Помещение для проведения измерений плотности нефти должно быть оборудовано устройствами приточно-вытяжной вентиляции.

3.5 Необходимо соблюдать требования безопасности при работе с нефтью и специальными жидкостями в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0.

3.6 В нормальном режиме отбора пробы нефти в соответствии с ГОСТ 34396 не должны образовываться взрывоопасные смеси горючих газов или паров легковоспламеняющихся жидкостей.

3.7 Операторы во взрывоопасной зоне должны выполнять измерения в специальной одежде и обуви в соответствии с ГОСТ 12.4.137, ГОСТ 12.4.280, периодически контролировать содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны, которое не должно превышать предельно допускаемых концентраций, установленных по ГОСТ 12.1.005.

3.8 Электрооборудование и аппаратуру необходимо заземлять в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.5.54 (МЭК 60364-5-54:2011), необходимо соблюдать требования ГОСТ Р 12.1.019.

3.9 При работе во взрывоопасной зоне в темное время суток необходимо применять светильники во взрывозащищенном исполнении (напряжение источника питания - не более 12 В).

3.10 Утилизацию проб нефти и специальных жидкостей необходимо проводить в соответствии с стандартами предприятия проводящего поверку.

#### 4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки в лаборатории соблюдают следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С от 18 до 30;
- атмосферное давление, кПа  $101,3 \pm 4$ ;
- относительная влажность, %, не более 80;
- напряжение питания влагомера, В  $24 \pm 10$ ;
- диапазон температуры поверочной пробы, °С от 20 до 30;
- отклонение температуры поверочной пробы, °С  $\pm 0,5$
- избыточное давление, МПа от 0,1 до 1,0;
- отклонение избыточного давления, МПа  $\pm 0,05$ .

4.2 При проведении поверки на месте эксплуатации соблюдают следующие условия:

- температура окружающего воздуха на месте эксплуатации, °С от 5 до 40;
- температура окружающего воздуха в лаборатории, °С от 18 до 30;
- атмосферное давление, кПа  $101,3 \pm 4$ ;
- относительная влажность в лаборатории, %, не более 80;
- диапазон температуры нефти при использовании эталонного влагомера УДВН-1пэ, °С от - 2 до 50;
- диапазон температуры нефти при использовании эталонного влагомера ЭУДВН-1л, °С от 15 до 25;
- диапазон температуры нефти при использовании эталонного влагомера УДВН-1эм, °С от 5 до 25;
- нестабильность температуры нефти в течение 10 минут, °С, не более  $\pm 0,1$ ;
- избыточное давление при измерении эталонным влагомером УДВН-1пэ или при отборе пробы нефти, МПа до 4,0;
- нестабильность давления при измерении эталонным влагомером УДВН-1пэ в течение 10 минут, кПа, не более  $\pm 10$ ;
- объемное влагосодержание нефти при использовании эталонного влагомера УДВН-1пэ, %, не более 6;

- объемное влагосодержание нефти при использовании эталонного влагомера ЭУДВН-1л или УДВН-1эм, %, не более 2;
- плотности нефти нефтепродукта в диапазоне рабочих температур при использовании эталонного влагомера ЭУДВН-1л или УДВН-1эм, кг/м<sup>3</sup>, не менее 820

4.3 Условия измерений должны удовлетворять требованиям, установленным в эксплуатационной документации поверяемого и эталонного влагомера.

4.4 При проведении поверки в лаборатории значения влагосодержания, измеренные влагомером должны сниматься с выходного цифрового канала, используемого при эксплуатации поверяемого влагомера. При проведении поверки в условиях эксплуатации значения влагосодержания, измеренные влагомером должны сниматься визуально с монитора автоматизированного рабочего места оператора.

4.5 При проведении поверки на месте эксплуатации по отобраным пробам показания влагосодержания эталонного влагомера ЭУДВН-1л или УДВН-1эм в отобранных пробе должны изменяться более чем на 0,02 % в течении 30 с.

4.6 Средство измерений температуры из состава влагомера должно быть поверено в соответствии с установленной методикой поверки.

## **5 Подготовка к поверке**

Перед проведением поверки выполняют следующие работы:

Проверяют наличие действующего свидетельства о поверке на средство измерений температуры. Производят идентификацию влагомера по серийному номеру влагомера.

### **5.1 Подготовка к поверке влагомера в условиях лаборатории**

Визуально проверяют чистоту внутреннюю полость влагомера. При необходимости внутреннюю полость промывают нефрасом и сушат.

Первичный измерительный преобразователь влагомера (далее – резонансная камера) устанавливают на поверочную установку (рабочий эталон).

К выходному цифровому каналу вторичного измерительного преобразователя влагомера (далее – электронного блока) через модуль аналогового вывода подключают персональный компьютер (далее – ПК) с установленной сервисной программой, в соответствии со схемой электрических соединений в приведенной на рисунке А1 приложения А, настоящей инструкции. Влагомер включают и устанавливают связь между электронным блоком и ПК.



## 5.2 Подготовка к поверке влагомера в условиях эксплуатации

При использовании эталонного влагомера УДВН-1пэ к месту эксплуатации поверяемого влагомера производят гидравлическое подключение эталонного влагомера УДВН-1пэ в соответствии со схемой приведенной на рисунке А2 или А3 приложения А.

## 6 Проведение поверки

### 6.1. Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие влагомера следующим требованиям:

- комплектность влагомера должна соответствовать паспорту на влагомер;
- на влагомере не должно быть внешних механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на влагомере должны быть четкими и соответствующими документации на влагомер.

При неудовлетворительных результатах внешнего осмотра влагомер к опробованию не допускают до устранения соответствующих причин.

### 6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения

В сервисной программе «Fieldwatch Service Console» производят считывание версии программного обеспечения (далее – ПО) влагомера и сравнивают с версией, приведенной в писании типа на влагомер. При несовпадении версии ПО влагомер признают не пригодным к эксплуатации

С использованием сервисной программы производят считывание градуировочных коэффициентов влагомера с сравнивают с градуировочными коэффициентами приведенными в паспорте на влагомер или свидетельстве о поверке.

### 6.3 Опробование

На экране ПК в окне отображения результатов измерений проверяют наличие текущих показаний значений влагосодержания измеряемого влагомером.

При отсутствии текущих показаний влагосодержания к дальнейшим процедурам поверки влагомер допускают только после устранения соответствующих причин.

### 6.4 Определение метрологических характеристик

Поверку влагомера в условиях лаборатории производят в диапазоне измерений (0,05 –15,0) % на поверочной установке по аттестованным смесям (далее – поверочная проба) полученным на основе индустриального масла и воды

Поверку влагомера в условиях эксплуатации производят в диапазоне измерений (0,05 – 6,0) %, с использованием эталонного поточного влагомера или эталонным лабораторным (мобильным) влагомером.

6.4.1 Определение погрешностей измерений влагомера в условиях лаборатории по поверочным пробам

Определение погрешностей влагомера проводят методом прямого измерения влагосодержания влагомером в поверочных пробах и сравнения с значениями влагосодержания поверочных проб воспроизведенных эталоном.

Для определения абсолютной погрешности измерений влагомера на поверочной установке последовательно приготавливаются поверочные пробы с заданными значениями влагосодержания  $W_{\phi}$ , %, в 5-ти реперных точках, приведенных в таблице 1.

Таблица 1

№ реперной точки	1	2	3	4	5
Объемное влагосодержание в поверочной пробе, $W_{\phi}$ , %	0,1±0,05	3±1	7±1	11±1	14±1

В каждой реперной точке в течении 10 минут снимают измеренные значения влагосодержания влагомером, значения температуры поверочной пробы и давления, измеренными средствами измерений из состава поверочной установки. Усредненные измеренные значения и значения влагосодержания воспроизведенные поверочной установкой заносят в протокол поверки, в приведенный в приложении Б.

Для каждой реперной точки вычисляют основную абсолютную погрешность измерения объемного влагосодержания ( $\Delta W_i$ , %) по формуле

$$\Delta W_i = W_{\text{вци}} - W_{\phi i} \quad (1)$$

где,  $W_{\phi i}$  – фактическое значение объемного влагосодержания в  $i$ -ой поверочной пробе, %;

$W_{\text{вци}}$  – значение объемного влагосодержания в  $i$ -ой поверочной пробе, измеренное поверяемым влагомером по цифровому выходному каналу, %, объемная доля воды.

Для каждой реперной точки вычисляют основную относительную погрешность измерения объемного влагосодержания ( $\delta W_i$ , %) по формуле

$$\delta W_i = \frac{\Delta W_i}{W_{\phi i}} \cdot 100 \quad (2)$$

Погрешности измерений, вычисленные по формулам (1) и (2) должны быть в пределах нормированных значений, приведенных в таблице 2.

Таблица 2

Характеристика погрешности	Нормированное значение погрешности, $\Delta W_H, \%$ / $\delta W_H, \%$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности влагомера в диапазоне измерений объемного влагосодержания (0,05 – 1,0 включительно) %, %	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности влагомера в диапазоне измерений объемного влагосодержания (1,0 – 15,0 включительно) %, %	$\pm 5,0$

После завершения поверки измерительный контур поверочной установки тщательно промывают нефрасом или дизельным топливом. При необходимости дополнительно промывают бытовым моющим средством. После завершения промывки сушат.

#### 6.4.2 Определение погрешностей измерений влагомера в условиях эксплуатации

Определение погрешностей влагомера в диапазоне влагосодержания нефти (0,05 – 6) % проводят методом прямого сличения с эталонным поточным влагомером УДВН-1пэ. Определение погрешностей влагомера в диапазоне влагосодержания нефти (0,05 – 2,0) % проводят сличением с показаниями эталонного влагомера ЭУДВН-1л или УДВН-1эм по отобраным пробам нефти.

##### 6.4.2.1 Определение погрешностей влагомера с использованием эталонного поточного влагомера УДВН-1пэ

Отрывают последовательно кран 3 и 4, рисунок А1, приложение А. Кран 1 прикрывают до достижения стабильных показаний эталонного влагомера УДВН-1пэ.

После стабилизации значений объемного влагосодержания измеренного рабочим и эталонным влагомером производят считывание показаний поверяемого и эталонного влагомера 5 раз интервалом 1-2 минуты. Записывают усредненные, стабильные значения объемного влагосодержания, температуры и плотности нефти и давления. Измеряют и записывают значения температуры окружающего воздуха.

После завершения измерений полностью открывают кран 1, последовательно закрывают краны 4 и 3. Производят гидравлическое отключение эталонного влагомера УДВН-1пэ. Остатки нефти в гибких соединениях сливают в герметичную емкость и утилизируют.

В диапазоне объемного влагосодержания (0,05 – 1,0 включительно) % для каждого измерения должно выполняться условие

$$|W_{Bi} - W_{zi}| \leq \Delta W_o + \Delta W_p \cdot |P - P_r| + \Delta W_p \cdot |\rho - \rho_r| \quad (3)$$

где,  $W_{Bi}$  – значение объемного влагосодержания, измеренное поверяемым влагомером, %

- $W_{zi}$  – значение объемного влагосодержания, измеренное эталонным влагомером, %
- $\Delta W_o$  – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности влагомера в диапазоне измерений (0,05 % – 1,0 % включительно), равное  $\pm 0,05$  %
- $\Delta W_p$  – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности при изменении давления на 10 кПа (0,01 МПа), равное  $\pm 0,00025$  %
- $P$  – измеренное значение давления, МПа;
- $P_r$  – значение давления, установленное при градуировке влагомера, МПа;
- $\Delta W_\rho$  – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности от изменения плотности измеряемой среды на  $1,0 \text{ кг/м}^3$ , равное  $0,027$  %;
- $\rho$  – измеренное значение плотности нефти поточным плотномером,  $\text{кг/м}^3$
- $\rho_r$  – значение плотности, установленное при градуировке влагомера,  $\text{кг/м}^3$ ;

В диапазоне объемного влагосодержания (1 – 6 включительно) % для каждого измерения должно выполняться условие

$$|W_{vi} - W_{zi}| \leq \frac{\delta W_o \cdot W_{pi}}{100} + \Delta W_p \cdot |P - P_r| + \Delta W_\rho \cdot |\rho - \rho_r| \quad (4)$$

где,  $\delta W_o$  – пределы допускаемой основной относительной погрешности влагомера в диапазоне измерений (1,0 % – 15,0 % включительно), %

6.4.2.2 Определение погрешностей влагомера по отобраным пробам с использованием эталонного лабораторного влагомера ЭУДВН-1л или эталонного мобильного влагомера УДВН-1мэ

После стабилизации значений объемного влагосодержания измеренного рабочим и эталонным влагомером, температуры нефти и давления производят дренирование нефти из ручного пробоотборника в течение 5 минут. Производят отбор пробы нефти в металлический пробосборник в количестве (0,5 – 0,7)  $\text{дм}^3$ . Одновременно во время отбора пробы производят считывание показаний поверяемого влагомера и записывают усредненные, стабильные значения объемного влагосодержания, температуры и плотности нефти и давления. Измеряют и записывают значения температуры окружающего воздуха.

Аналогично, производят отбор пробы и измерения рабочим и эталонным влагомером объемного влагосодержания при каждом отборе пробы последовательно 2 раза интервалом 1-2 минуты. Общее количество отбираемых проб нефти должно составлять 3 шт.

Пробосборники (3 шт.) с пробами нефти переносят в помещение, производят перемешивание пробы механическим способом в течении 5-10 минут.

Из пробосборника отбирают пробу нефти отливают в пластиковый стакан, погружают датчик эталонного влагомера ЭУДВН-1л или УДВН-1мэ и датчик лабораторного термометра ТЛ-300. Производят измерение объемного влагосодержания и температуры нефти в течении 30 с соблюдением условий п. 4.5.

Поверяемый влагомер признают годным, если выполняется условие (3) и (или) (4).

## **7 Оформление результатов поверки**

7.1 Сведения о влагомере, измеренные значения, результаты вычислений заносят в протокол поверки. Формы протоколов поверки приведены в приложениях Б, В и Г.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке установленной формы влагомера и протокол поверки в соответствии с приказом Минпромторга № 1815 от 02.07.2015 г. На оборотной стороне свидетельства о поверке указывают метрологические характеристики, градуировочные коэффициенты поверяемого влагомера, значения плотности и давления установленные при градуировке.

Оттиск поверительного клейма ставят на лицевой стороне свидетельства о поверке.

7.3 При отрицательных результатах поверки влагомер к эксплуатации не допускают и выдают извещение о непригодности в соответствии с приказом Минпромторга № 1815 от 02.07.2015 г.

## **8 Перечень используемых нормативных документов**

ГОСТ 8.614-2013	ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов
ГОСТ 12.0.004-2015	ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения
ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ГОСТ 12.1.007-76	ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требова-

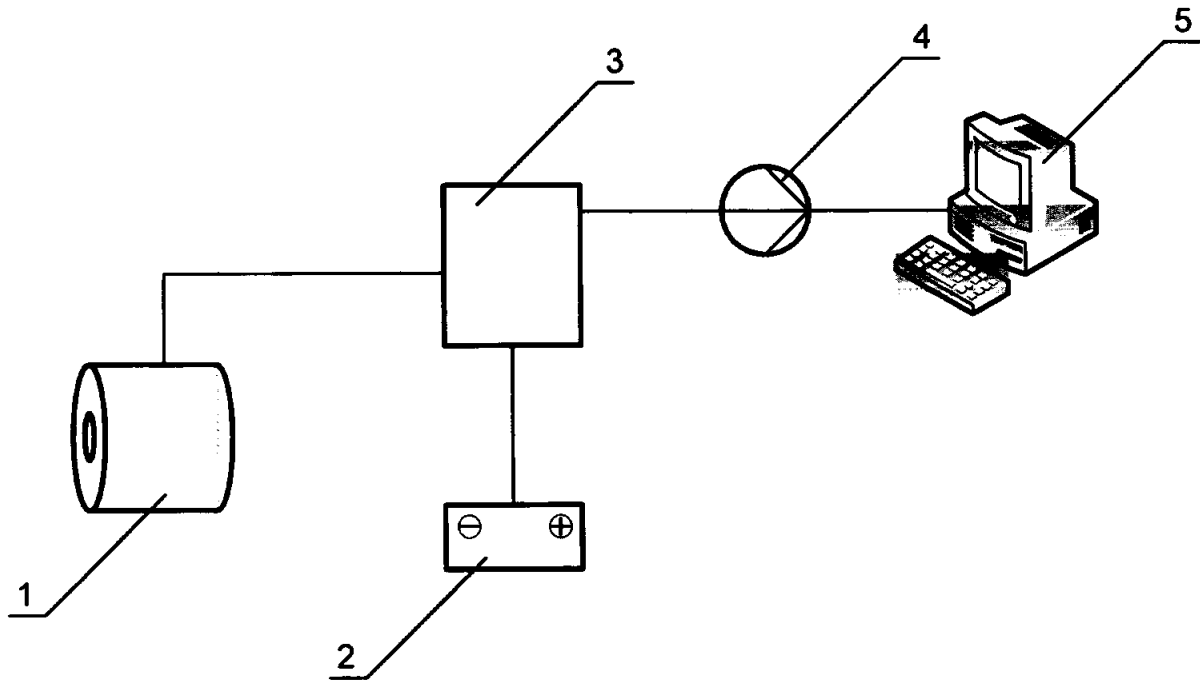
	ния безопасности
ГОСТ 12.2.007.0-75	ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.4.280-2014	ССБТ. Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Общие технические требования
ГОСТ Р 12.1.019-2017	ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
ГОСТ Р 12.3.047-2012	ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля
ГОСТ 12.4.009-83	ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание
ГОСТ 12.4.137-2001	ССБТ. Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия
ГОСТ 2517-2012	Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб
ГОСТ Р 50571.5.54-2013/МЭК 60364-5-54:2011	Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов
ГОСТ 305-2013	Топливо дизельное. Технические условия
ГОСТ 2517-2012	Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб
ГОСТ 8505-80	Нефрас – С 50/170. Технические условия
ГОСТ OIML R 76-1-2011	Государственная система обеспечения единства измерений. Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования
ТУ 38.401-67-108-92	Бензин-растворитель для резиновой промышленности. Технические условия
Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 г. № 390	«Правила противопожарного режима в Российской Федерации»
Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ	«Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

Приказ Минпромторга Российской Федерации от 02.07.2015 г. №1815      Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

**Схема подключения электрических соединений поверяемого влагомера и схема подключения гидравлических соединений эталонного влагомера**



**Рис. А1. Схема подключения электрических соединений влагомера RFM WCM модели LC при поверке в лаборатории**

**1 – резонансная камера; 2 – источник питания постоянного тока; 3 – электронный блок; 4 – модуль аналогового вывода; 5 – персональный компьютер.**



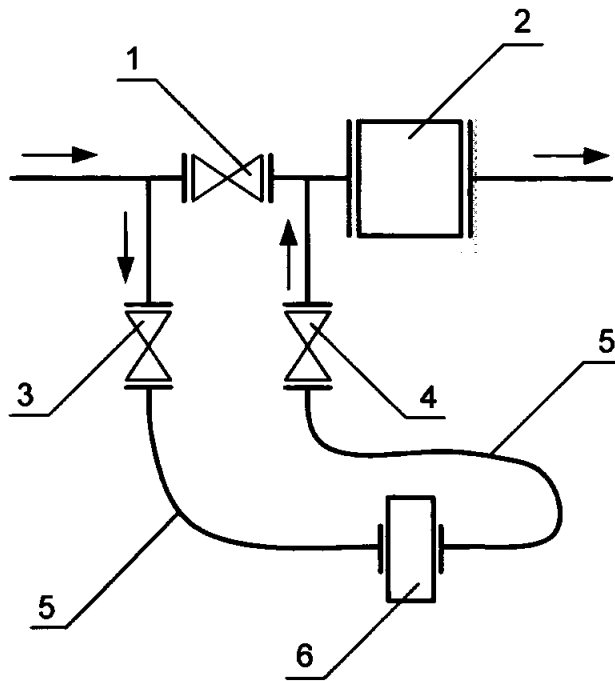


Рис. А2

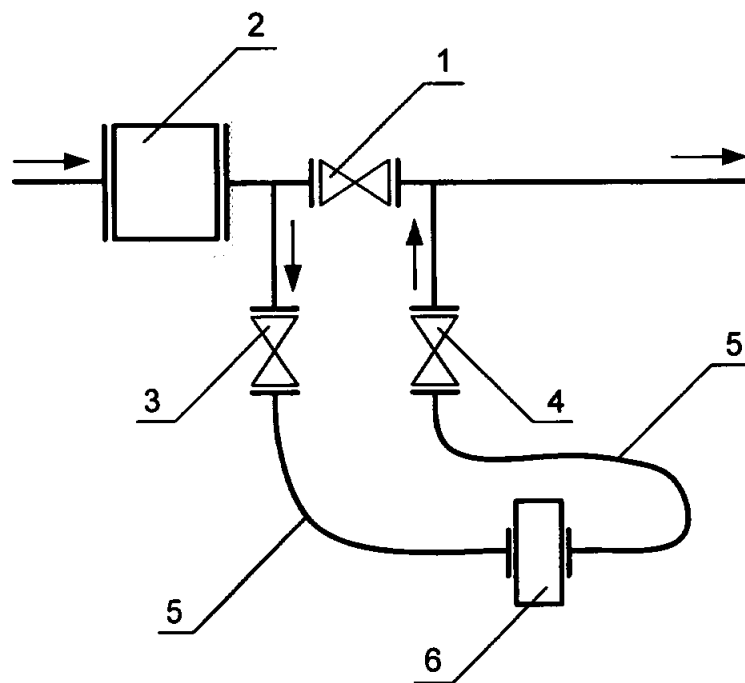


Рис. А3

Схема подключения гидравлических соединений при поверке влагомера RFM WCM модели LC в условиях эксплуатации

1 – кран; 2 – резонансная камера; 3 – кран; 4 – кран; 5 – гибкое соединение; 6 – первичный измерительный преобразователь эталонного влагомера УДВН-1пэ.

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

## Форма протокола поверки влагомера в лаборатории

### ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ ВЛАГОМЕРА

№ \_\_\_\_\_

Обозначение: \_\_\_\_\_

Серийный номер: \_\_\_\_\_ Дата изготовления \_\_\_\_\_

Владелец: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Средства поверки: \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

#### Условия проведения поверки:

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

Влажность воздуха, % \_\_\_\_\_

Атмосферное давление, кПа \_\_\_\_\_

#### Результаты поверки:

Внешний осмотр \_\_\_\_\_

Опробование \_\_\_\_\_

Подтверждение соответствия ПО. Идентификация версии ПО \_\_\_\_\_

По описанию типа	По результатам поверки

#### Определение погрешностей измерений

№ реп. точки	Значение объемного влагосодержания, объемная доля, %		Абсолютная ( $\Delta W_i$ ) / относительная ( $\delta W_i$ ) погрешность измерения, %		Температура поверочной пробы, °С	Давление, МПа
	Фактическое, $W_{fi}$	Измеренное, $W_{вцi}$	По результатам поверки	Нормированное значение		
1						
2						
3						
4						
5						

**Заключение:** \_\_\_\_\_

Поверитель: \_\_\_\_\_

должность
подпись
ф.и.о.

Дата поверки \_\_\_\_\_

# ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

## Форма протокола поверки влагомера в условиях эксплуатации с использованием эталонного влагомера УДВН-1пэ

### ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ ВЛАГОМЕРА

№ \_\_\_\_\_

Обозначение: \_\_\_\_\_  
 Серийный номер: \_\_\_\_\_ Дата изготовления \_\_\_\_\_  
 Владелец: \_\_\_\_\_  
 Место проведения поверки: \_\_\_\_\_  
 Средства поверки: \_\_\_\_\_  
 Методика поверки: \_\_\_\_\_

#### Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды, °С \_\_\_\_\_  
 Плотность нефти, кг/м<sup>3</sup> \_\_\_\_\_

#### Результаты поверки:

Внешний осмотр \_\_\_\_\_  
 Опробование \_\_\_\_\_  
 Подтверждение соответствия ПО. Идентификация версии ПО \_\_\_\_\_

По описанию типа	По результатам поверки

#### Определение погрешностей измерений

№ реп. точки	Значение объемного вла- госо- держания, объемная доля, %		Абсолютная ( $\Delta W_i$ ) / относительная ( $\delta W_i$ ) погрешность измерения, %		Температура нефти, °С	Давление, МПа
	Измеренное УДВН-1пэ, $W_{эi}$	Измеренное, $W_{vi}$	По результа- там поверки	Нормированное значение		
1						
2						
3						
4						
5						

**Заключение:** \_\_\_\_\_

**Поверитель:** \_\_\_\_\_  

должность
подпись
ф.и.о.

**Дата поверки** \_\_\_\_\_

# ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(обязательное)

Форма протокола поверки влагомера в условиях эксплуатации  
с использованием эталонного влагомера ЭУДВН-1л или УДВН-1эм

## ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ ВЛАГОМЕРА

№ \_\_\_\_\_

Обозначение: \_\_\_\_\_  
Серийный номер: \_\_\_\_\_ Дата изготовления \_\_\_\_\_  
Владелец: \_\_\_\_\_  
Место проведения поверки: \_\_\_\_\_  
Средства поверки: \_\_\_\_\_  
Методика поверки: \_\_\_\_\_

### Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды в лаборатории, °С \_\_\_\_\_  
Влажность воздуха, % \_\_\_\_\_  
Атмосферное давление, кПа \_\_\_\_\_  
Плотность нефти, кг/м<sup>3</sup> \_\_\_\_\_

### Результаты поверки:

Внешний осмотр \_\_\_\_\_  
Опробование \_\_\_\_\_  
Подтверждение соответствия ПО. Идентификация версии ПО \_\_\_\_\_

По описанию типа	По результатам поверки

### Определение погрешностей измерений

№ реп. точки	Значение объемного вла-госодержания, объемная доля, %		Абсолютная ( $\Delta W_i$ ) / относительная ( $\delta W_i$ ) погрешность измерения, %		Температура нефти при отборе пробы/ в лаборатории, °С	Давление при отборе пробы, МПа
	Измеренное ЭУДВН-1л или УДВН-1эм, $W_{эi}$	Измеренное, $W_{Bi}$	По результа-там поверки	Нормированное значение		
1						
2						
3						

Заключение: \_\_\_\_\_

Поверитель: \_\_\_\_\_  
должность \_\_\_\_\_ подпись \_\_\_\_\_ ф.и.о. \_\_\_\_\_

Дата поверки \_\_\_\_\_