

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

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



[Handwritten Signature] 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 научной метрологической
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 «Rohar Flow Measurement AS», Норвегия (далее – влагомер), предназначенный для измерения объемного влагосодержания 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/м³;

– 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 дм³ по ГОСТ 2517;

– стакан пластиковый вместимостью 500 см³.

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 ± 4;
– относительная влажность, %, не более	80;
– напряжение питания влагомера, В	24 ± 10;
– диапазон температуры поверочной пробы, °С	от 20 до 30;
– отклонение температуры поверочной пробы, °С	± 0,5
– избыточное давление, МПа	от 0,1 до 1,0;
– отклонение избыточного давления, МПа	± 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 ± 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	± 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	± 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/м³, 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_{ϕ} , %, в 5-ти реперных точках, приведенных в таблице 1.

Таблица 1

№ реперной точки	1	2	3	4	5
Объемное влагосодержание в поверочной пробе, W_{ϕ} , %	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 (ΔW_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 (δW_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, $\Delta W_{н}, \%$ / $\delta W_{н}, \%$
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

$$|W_{вi} - W_{эi}| \leq \Delta W_0 + \Delta W_p \cdot |P - P_r| + \Delta W_p \cdot |\rho - \rho_r| \quad (3)$$

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

- W_{zi} – значение объемного влагосодержания, измеренное эталонным влагомером, %
- ΔW_o – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности влагомера в диапазоне измерений (0,05 % – 1,0 % включительно), равное $\pm 0,05$ %
- ΔW_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;
- ΔW_ρ – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности от изменения плотности измеряемой среды на $1,0 \text{ кг/м}^3$, равное $0,027$ %;
- ρ – измеренное значение плотности нефти поточным плотномером, кг/м^3
- ρ_r – значение плотности, установленное при градуировке влагомера, 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, δW_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) 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

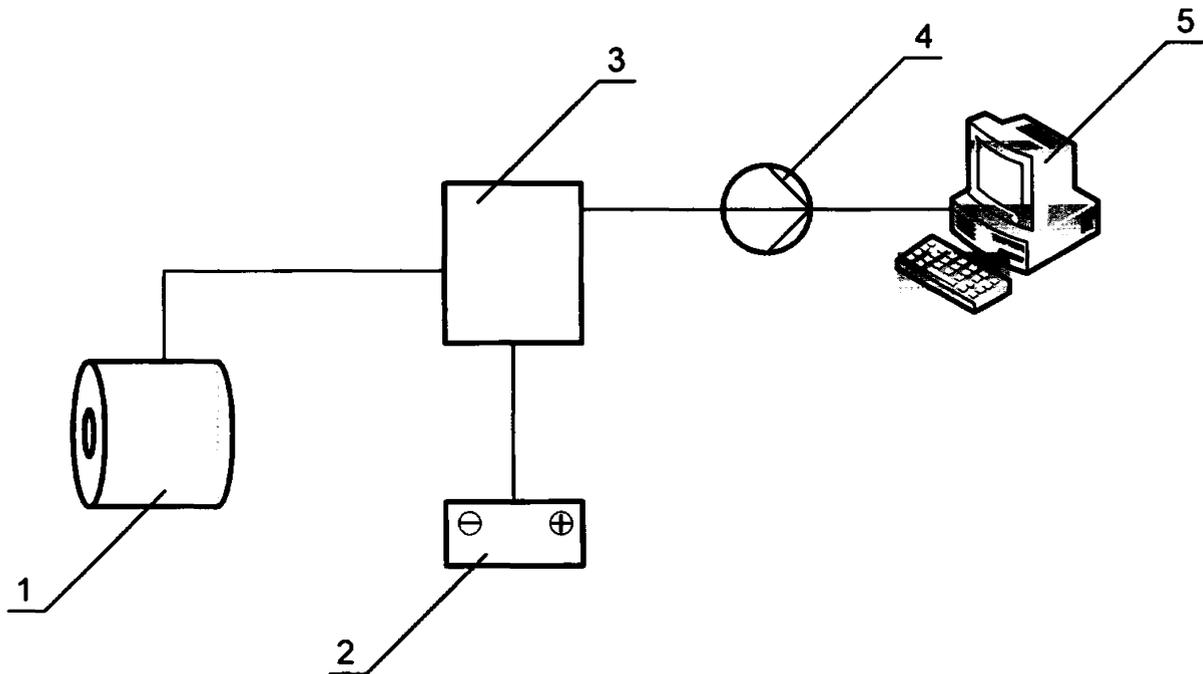


Рис. А1. Схема подключения электрических соединений влагомера RFM WCM модели LC при поверке в лаборатории

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

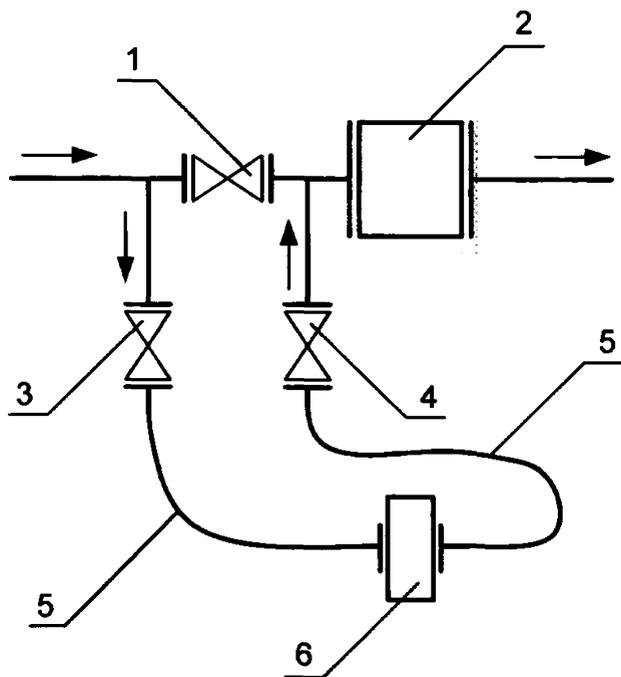


Рис. А2

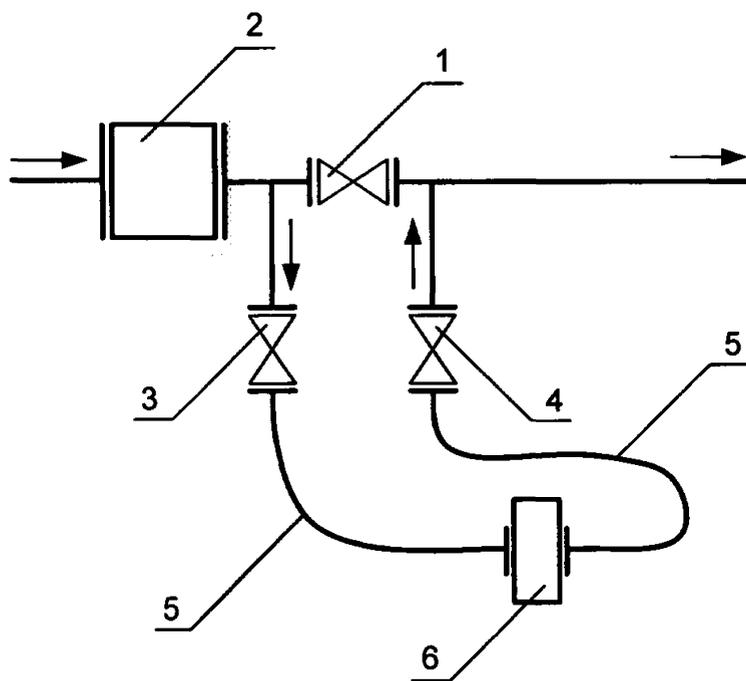


Рис. А3

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 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/м³ _____

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 (ΔW_i) / относительная (δW_i) погрешность измерения, %		Температура нефти при отборе пробы/ в лаборатор-ии, °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 _____