

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию
ФГУП «ВНИИР»



/Тайбинский А.С./

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

АНАЛИЗАТОР ВЛАЖНОСТИ НЕФТИ И МАСЕЛ ПОТОЧНЫЙ EASZ-1

Методика поверки

МП 0757 – 6 – 2018

Начальник отдела НИО-6

 А.Г. Сладовский

Тел. Отдела: 8432720363

РАЗРАБОТАНА

ИСПОЛНИТЕЛИ

УТВЕРЖДЕНА

АТТЕСТОВАНА

«30_» апреля 2018 г.

ФГУП «ВНИИР»

Сладовский А.Г., Корнилов А.М.

ФГУП «ВНИИР»

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на анализаторы влажности нефти и масел поточные EASZ-1 (далее - влагомеры), серийные номера №17/001, №17/002, №17/003, и устанавливает методику их первичной и периодической поверок.

Влагомеры предназначены для измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов.

Первичную и периодические поверки влагомеров проводят в лабораторных условиях. Интервал между поверками не более 3 лет (36 месяцев).

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
Обработка и оформление результатов поверки	7,8

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

2.1.1 Рабочий эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 1 или 2 разряда - установка для поверки влагомеров (далее - УПВ). УПВ должна:

- обеспечивать монтаж влагомеров в гидравлический контур;
- обеспечивать циркуляцию смеси нефть (нефтепродукт) - вода через влагомер со значением расхода в диапазоне от 0 до 15 м³/ч;
- иметь в своем составе диспергирующее устройство, обеспечивающее создание стабильных смесей нефть (нефтепродукт) – вода;
- иметь в своем составе средство измерения температуры смесей нефть (нефтепродукт) – вода, с абсолютной погрешностью не более $\pm 0,2$ °С;
- быть оборудована термостатом, обеспечивающим поддержание температуры смесей в диапазоне от плюс 10 до плюс 70 °С со стабильностью $\pm 0,5$ °С.

Абсолютная погрешность воспроизведения объемного влагосодержания УПВ не должна превышать:

в диапазоне от 0 до 4 % объемной доли воды $\pm 0,025$ % объемной доли воды;

в диапазоне свыше 4 до 25 % объемной доли воды $\pm 0,075$ % объемной доли воды;

2.1.2 титратор по методу К.Фишера с относительной погрешностью определения количества воды не более ± 3 %, или эталонный влагомер по ГОСТ 8.614-2013 с абсолютной погрешностью измерений не более $\pm 0,03$ % объемной доли воды;

2.1.3 средство измерения температуры окружающей среды, с абсолютной погрешностью не более $\pm 0,5$ °С;

2.1.4 средство измерения атмосферного давления, с абсолютной погрешностью не более ± 1 кПа;

2.1.5 средство измерения относительной влажности воздуха, с абсолютной погрешностью не более ± 6 %;

2.1.6 масло по ГОСТ 982-80 или нефть, соответствующая по степени подготовки ГОСТ Р 51858-2002, с начальным влагосодержанием не более 0,1 % объемной доли воды;

2.1.7 вода дистиллированная по ГОСТ 6709-72;

2.1.8 дизельное топливо, спирт (для промывки).

2.2 Применяемые при поверки эталоны должны быть утверждены в установленном порядке и иметь действующие свидетельства об аттестации. 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 градуировку 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 от 187 до 242
- 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 должна соответствовать условиям эксплуатации влагомера. В случае отсутствия

данных об условиях эксплуатации влагомера определение абсолютной погрешности проводится при значении температуры смеси плюс $20 \pm 5^\circ\text{C}$

-изменение температуры смеси нефть (нефтепродукт) - вода в процессе определения абсолютной погрешности, $^\circ\text{C}$, не более $\pm 0,5$

- избыточное давление смеси нефть (нефтепродукт) - вода в УПВ при определении абсолютной погрешности, МПа от 0 до 0,05

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки влагомера выполняют следующие подготовительные работы:

5.1 Проверяют наличие действующих свидетельств об аттестации используемых эталонов, действующих свидетельств о поверке или поверительных клейм на используемые средства измерений.

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

5.3 Проводят монтаж влагомера на УПВ.

5.4 Влагомер промывают сначала дизельным топливом, сушат.

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

5.6 Подготавливают обезвоженную нефть (нефтепродукт). Влагосодержание осушенной нефти (нефтепродукта) не должно превышать 0,5 % объемной доли воды.

5.7 В случае, если поверка проводится не на смесях, созданных на основе нефти (нефтепродукта) и воды с места эксплуатации влагомера, готовят дистиллированную воду.

5.8 В случае, если поверка проводится не на смесях, созданных на основе нефти (нефтепродукта) и воды с места эксплуатации влагомера проводят градуировку влагомера в соответствии с его эксплуатационной документацией.

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.

Проверку версии и идентификационного наименования ПО, установленного на влагомере, проводят с помощью пользовательской программы «MLevel700», устанавливаемой на персональном компьютере.

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 при первичной и периодической поверке проводят последовательно в шести реперных точках на смесях нефть (нефтепродукт) – вода с различным влагосодержанием. Последовательность и состав реперных точек указаны в таблице 2.

Таблица 2

№ реперной точки	Объемное влагосодержание, % объемной доли воды
1	не более 0,1
2	$2,0 \pm 0,2$
3	$3,5 \pm 0,2$
4	$5,0 \pm 0,5$
5	$15,0 \pm 0,5$
6	$24,0 \pm 0,5$

6.4.2 Заполняют гидравлический контур УПВ маслом или обезвоженной нефтью с начальным влагосодержанием не более 0,1 % объемной доли воды, исключая попадание воздуха в систему и образования воздушных пробок.

6.4.3 Удаляют воздух из гидравлического контура.

6.4.4 Прокачивают смесь по гидравлическому контуру не менее 5 минут после достижения температуры смеси значения, соответствующего условиям эксплуатации влагомера, или плюс $20 \pm 0,5$ °С.

6.4.5 Отбирают из гидравлического контура пробу смеси и определяют влагосодержание, в % объемной доли воды, используя титратор по методу К. Фишера или эталонный влагомер по ГОСТ 8.614-2013.

6.4.6 За действительное значение влагосодержания смеси в реперной точке №1, принимают значение, полученное посредством титратора или эталонного влагомера по ГОСТ 8.614-2013.

6.4.7 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

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

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

6.4.10 Прокачивают смесь по гидравлическому контуру не менее 5 минут после достижения температуры смеси значения, соответствующего условиям эксплуатации влагомера, или плюс $20 \pm 0,5$ °С.

6.4.11 Снимают показания влагомера, результаты заносят в протокол поверки.

6.4.12 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 расчетное значение влагосодержания в соответствии с эксплуатационной документацией УПВ.

6.4.13 При наличии письменного заявления владельца влагомера допускается проведение поверки для уменьшенного диапазона измерений. При этом значения влагосодержания смесей нефть (нефтепродукт) – вода в реперных точках должны быть равномерно распределены по уменьшенному диапазону измерений, а общее количество реперных точек не должно быть менее трех.

7 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Абсолютную погрешность влагомера вычисляют по формуле:

$$\Delta_{\text{абс}} = |W_{\text{ВЛ}} - W_{\text{Д}}| \quad (1) \quad ,$$

где: $W_{\text{ВЛ}}$ - значение объемной доли воды в смеси, измеренное влагомером, %;

$W_{\text{Д}}$ - действительное значение объемной доли воды в смеси, приготовленной посредством УПВ, или измеренное посредством титратора, или эталонного влагомера по ГОСТ 8.614-2013, %.

Абсолютная погрешность влагомера не должна превышать значений, рассчитанных по формуле 2.

$$\Delta_{\text{доп}} = |\Delta_{\text{осн}}| + |\Delta_t * (t-20)| \quad (2) \quad ,$$

где: $\Delta_{\text{осн}}$ - значение основной абсолютной погрешности, указанное в таблице 3, % объемной доли воды;

Δ_t - значение дополнительной абсолютной погрешности, указанное в таблице 4, % объемной доли воды / °С;

t - температура смеси нефть (нефтепродукт) – вода, °С.

Таблица 3

Диапазон измерений объемного влагосодержания, % объемной доли воды	Предел абсолютной погрешности измерений объемного влагосодержания, % объемной доли воды
от 0 до 4 включительно	±0,05
свыше 4 до 25	±0,15

Таблица 4

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности при использовании температурной компенсации влагомера, % объемной доли воды	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности без использования температурной компенсации влагомера, % объемной доли воды
± 0,001	± 0,01

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Влагомер считается прошедшим поверку, если его абсолютная погрешность во всех точках не превышает пределов абсолютной погрешности.

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке влагомера в соответствии с требованиями Приказа № 1815 Минпромторга России от 2 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

8.3 При отрицательных результатах поверки влагомер к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с требованиями Приказа № 1815 Минпромторга России от 2 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

8.4 Протокол поверки рекомендуется оформлять в соответствии с приложением А настоящей инструкции.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ
поверки

анализатора влажности нефти и масел поточного EASZ-1

Зав.номер _____

Владелец _____

Место проведения поверки _____

Условия поверки:

Температура окружающей среды, °С _____

Влажность воздуха, % _____

Атмосферное давление, кПа _____

Результаты поверки:

Определение абсолютной погрешности влагомера

№ реперной точки	Температура смеси, °С	Объемная доля воды по показаниям EASZ-1, %	Действительное значение объемного влагосодержания, % объемной доли воды	Абсолютная погрешность, % объемной доли воды,	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, % объемной доли воды,

Вывод: абсолютная погрешность анализатора влажности нефти и масел поточного EASZ-1 не превышает (превышает) допустимые значения. Анализатор влажности нефти и масел поточный EASZ-1 признан пригодным (не пригодным) к эксплуатации.

Поверку провел:

_____ должность

_____ подпись

_____ Ф.И.О.

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