

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

СОГЛАСОВАНО

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»

М.В. Крайнов

» 2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Датчики плотности жидкости тип 7835

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0822-24 МП

Казань
2024 г.

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ

Ибрагимов Р.Р., Газизов Э.Г.

СОДЕРЖАНИЕ

1	Общие положения.....	1
2	Перечень операций поверки средства измерений	1
3	Требования к условиям проведения поверки	2
4	Требования к специалистам, осуществляющим поверку	2
5	Метрологические и технические требования к средствам поверки	2
6	Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки.....	3
7	Внешний осмотр средства измерений.....	4
8	Подготовка к поверке и опробование средства измерений.....	4
9	Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	4
10	Оформление результатов поверки	6
	ПРИЛОЖЕНИЕ А (рекомендуемое) Форма протокола поверки плотномера.....	8
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное) Методика градуировки плотномера.....	9
	ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное) Форма сертификата градуировки	10

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки (далее – методика) применяется для поверки датчиков плотности жидкости тип 7835 (далее – плотномеры), входящих в состав блоков измерений показателей качества нефти (далее – БИК) систем измерений количества и показателей качества нефти (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной и периодической поверки плотномеров на месте эксплуатации.

1.2 В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования плотномеров, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические требования

Диапазон измерений, кг/м ³	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, кг/м ³
от 700 до 950	±0,3

1.3 При определении метрологических характеристик плотномеров в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы плотности в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 01.11.2019 г. № 2603, подтверждающая прослеживаемость к государственному первичному эталону ГЭТ 18-2014.

1.4 При определении метрологических характеристик плотномеров используется метод непосредственного сравнения результата измерения поверяемого плотномера со значением плотности, измеренным эталонным средством измерений плотности.

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Операции, выполняемые при поверке

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	7
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Условия окружающей среды:

- температура окружающего воздуха при отборе пробы нефти в эталон плотности: от минус 25 °С до плюс 50 °С;
- температура окружающего воздуха в помещении при измерении плотности нефти эталоном плотности и вспомогательными средствами измерений из состава средств поверки: 20±5 °С;
- атмосферное давление: 101,3±4 кПа;
- относительная влажность воздуха в помещении при измерении плотности эталоном плотности и вспомогательными средствами измерений из состава средств поверки: не более 80%.

3.2 При проведении поверки соблюдают следующие условия:

- температура нефти при отборе пробы в эталон плотности: от 5 °С до 50 °С;
- давление в трубопроводе БИК при отборе пробы нефти: от 0,2 до 4 МПа;
- изменение периода (частоты) выходного сигнала плотномера: не более 0,02 мкс/мин (0,01 Гц/мин);
- изменение температуры нефти: не более 0,1 °С/мин;
- изменение давления в трубопроводе БИК: не более 0,05 МПа/мин.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

4.1 К проведению поверки допускаются лица, аттестованные в качестве поверителей в области физико-химических измерений.

4.2 Лица, проводящие поверку, должны изучить руководство по эксплуатации поверяемого средства измерения, и средств поверки, приведенных в настоящем документе, и пройти инструктаж по технике безопасности.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 Перечень средств поверки (эталонов, средств измерений и вспомогательных технических средств), используемых для поверки плотномера приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень средств поверки (эталонов, средств измерений, вспомогательных технических средств и материалов)

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
9. Определение метрологических характеристик средства измерений	Рабочий эталон плотности (далее – эталон плотности) в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 01.11.2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности» с диапазоном измерений от 700 до 950 кг/м ³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ±0,15 кг/м ³	Установка пикнометрическая H&D Fitzgerald Ltd, рег. № 37320-08
		Плотномер МД по ТУ 4215-001-33859387-2004, рег. № 28944-05

Продолжение таблицы 3

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
9. Определение метрологических характеристик средства измерений	Средство измерений периода (частоты) с диапазоном измерений периода от 1167 до 1111 мкс (частоты от 600 до 900 Гц) и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,01$ %	Измерительно-вычислительный контроллер из состава СИКН
	Преобразователь температуры ¹ с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ °С и верхним пределом измерений температуры не более 80 °С	Из состава БИК СИКН
	Преобразователь давления с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ % и верхним пределом измерений избыточного давления не более 10 МПа	Из состава БИК СИКН
	Средство измерений условий окружающей среды с диапазоном измерений относительной влажности от 0 % до 98 % и относительной погрешностью не более ± 6 %, с диапазоном измерений температуры от 0 °С до 40 с абсолютной погрешностью $\pm 0,3$ °С, с диапазоном измерений атмосферного давления от 700 до 1060 гПа с абсолютной погрешностью ± 5 гПа	Термогигрометр ИВА-6Н-Д, рег. № 46434-11
	Нефрас-С 50/70 по ГОСТ 8505-80	
	Ветошь по ГОСТ 4643-75	
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 При проведении поверки должны соблюдаться правила безопасности при эксплуатации поверяемого плотномера.

6.2 Лица, выполняющие работы, должны соблюдать требования охраны труда и пожарной безопасности, установленные в ГОСТ 12.0.004-2015, ГОСТ 12.1.004-91, ГОСТ Р 12.3.047-2012 и Постановления Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479

¹ Преобразователь температуры состоящий из датчика и вторичного преобразователя температуры, в виде отдельных средств измерений или объединенного устройства.

«Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации», и должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты.

6.3 Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать уровня предельно допустимых концентраций, установленных в ГОСТ 12.1.005-88. Необходимо соблюдать требования безопасности при работе с нефтью, нефтепродуктами и специальными жидкостями в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0-75.

6.4 Во взрывоопасной зоне должны использоваться средства измерений, взрывозащищенного исполнения.

7 Внешний осмотр средства измерений

7.1 При внешнем осмотре устанавливают:

- комплектность поверяемого плотномера;
- соответствие плотномера описанию и изображению, приведенному в описании типа средства измерений;
- отсутствие повреждений и дефектов, ухудшающих внешний вид плотномера и препятствующих проведению поверки;
- надписи и обозначения на идентификационной табличке плотномера должны быть четкими и читаемыми.

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

Производят идентификацию плотномера по серийному номеру и дате изготовления отображенным на идентификационной табличке плотномера.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 Подготовка к поверке.

8.1.1 Проверяют соответствие градуировочных коэффициентов плотномера, установленных в системе обработки информации (далее – СОИ) СИКН, значениям, указанным в сведениях о предыдущей поверке или сертификате градуировки плотномера.

8.1.2 При необходимости, поверяемый плотномер демонтируют, очищают внутреннюю полость от механических отложений. После очистки плотномер устанавливают в исходное место, производят гидравлическую опрессовку под рабочим давлением. При отсутствии течи и капель жидкости на местах соединения плотномер допускают к опробованию.

8.2 Опробование.

8.2.1 При опробовании производится проверка работоспособности плотномера. Результаты опробования считаются положительными, если в СОИ отображаются текущие измеренные значения периода (частоты) выходного сигнала плотномера, температуры нефти и давления.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1 Определение абсолютной погрешности измерений плотности.

Эталон плотности гидравлически соединяют с трубопроводом БИК последовательно с поверяемым плотномером. При наличии в составе БИК двух плотномеров допускается проводить поверку одновременно обоих плотномеров при

этом обеспечивают последовательное соединение поверяемых плотномеров с эталоном плотности.

Медленно производят подачу жидкости, заполняют трубопровод эталона плотности жидкостью и производят опрессовку при рабочем давлении. Устанавливают циркуляцию жидкости через эталон плотности.

После достижения стабилизации показаний периода времени или частоты ($\leq 0,02$ мкс/мин или $\leq 0,01$ Гц/мин) сигнала плотномера, температуры нефти ($\leq 0,1$ °С/мин) и давления в трубопроводе БИК ($\leq 0,05$ МПа/мин) производят отбор пробы нефти в эталон плотности, одновременно фиксируют показания периода (частоты) выходного сигнала с точностью 0,01 мкс (0,005 Гц), температуры нефти с точностью 0,1 °С и давления с точностью 0,01 МПа, закрывают последовательно краны эталона плотности, начиная с выходного крана по потоку, и байпасные краны БИК. Температуру нефти и давления измеряют средствами измерений из состава эталона плотности и средствами измерений БИК. Значения температуры нефти и давления для расчета плотности, измеряемой поверяемым плотномером, фиксируют по показаниям средств измерений БИК.

Эталон плотности отсоединяют от трубопровода БИК, переносят во взрывобезопасное помещение и проводят измерения плотности нефти, приведенные к условиям измерений поверяемого плотномера.

Плотность нефти, измеренная плотномером в условиях измерений $\rho_{(n)TP}$, кг/м³, приведенная к температуре нефти в БИК и давлению вычисляют по формулам

$$\rho_{(n)TP} = \rho_t \cdot (1 + K20 \cdot P_n \cdot 10) + K21 \cdot P_n \cdot 10 \quad (1)$$

$$\rho_t = \rho \cdot [1 + K18 \cdot (t_n - 20)] + K19 \cdot (t_n - 20) \quad (2)$$

$$\rho = K0 + K1 \cdot T + K2 \cdot T^2 \quad (3)$$

$$K20 = K20A + K20B \cdot P_n \cdot 10 \quad (4)$$

$$K21 = K21A + K21B \cdot P_n \cdot 10 \quad (5)$$

где ρ_t – плотность нефти, приведенная к температуре нефти в БИК, кг/м³;

ρ – плотность нефти без коррекции по температуре нефти и давлению, кг/м³;

$K18, K19$ – градуировочные коэффициенты коррекции по температуре из сертификата градуировки плотномера;

$K0, K1, K2$ – градуировочные коэффициенты из сертификата градуировки плотномера;

$K20, K21$ – коэффициенты коррекции по давлению;

$K20A, K20B, K21A, K21B$ – градуировочные коэффициенты коррекции по давлению из сертификата градуировки плотномера;

P_n – давление в БИК, МПа;

t_n – температура нефти в БИК, °С;

T – период времени выходного сигнала плотномера, мкс, при измерении частоты выходного сигнала плотномера вычисляют по формуле

$$T = \frac{1}{f} \cdot 10^6 \quad (6)$$

где f – частота выходного сигнала плотномера, Гц.

Значение абсолютной погрешности плотномера $\Delta\rho$, кг/м³, вычисляют по формуле

$$\Delta\rho = \rho_{(n)TP} - \rho_{(э)TP} \quad (7)$$

где $\rho_{(э)тР}$ – значение плотности, измеренное эталоном плотности, кг/м³;

$\rho_{(п)тР}$ – значение плотности, измеренное плотномером, кг/м³.

При использовании эталонного плотномера МД и отличии температуры нефти в эталоне плотности от температуры нефти в поверяемом плотномере более чем на 0,1 °С результат измерений эталоном плотности приводят к условиям измерений поверяемого плотномера в соответствии с Р 50.2.076-2010 или ГОСТ Р 8.1008-2022.

Определение абсолютной погрешности измерений плотности выполняют три раза.

9.2 Эталон плотности отсоединяют от трубопровода. Эталон плотности и элементы гидравлической обвязки промывают нефрасом, следы жидкости вытирают ветошью.

9.3 Результаты измерений заносят в протокол поверки.

9.4 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям.

9.4.1 Результаты поверки признают положительными, если значение абсолютной погрешности измерений плотномера при каждом измерении не превышает $\pm 0,3$ кг/м³.

9.4.2 В случае превышения абсолютной погрешности измерений плотномера производят градуировку плотномера на месте эксплуатации в соответствии с методикой градуировки, приведенной в приложении Б настоящей методики и проводят повторное определение метрологических характеристик плотномера по п.9.1.

9.4.3 При повторном превышении абсолютной погрешности измерений плотномера результаты поверки признают отрицательными, плотномер забраковывают и к эксплуатации не допускают.

10 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А настоящей методики.

11.2 Аккредитованное в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки юридическое лицо, проводившее поверку, передает в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений сведения о результатах поверки плотномера в соответствии с приказом Минпромторга России от 31.07.2020 г. № 2510.

11.3 В случае положительных результатов при наличии заявления владельца средства измерений, или лица, представившего плотномер на поверку, выдают свидетельство о поверке с нанесенным на него знаком поверки. В случае отрицательных результатов поверки выдают извещение о непригодности к применению плотномера.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(рекомендуемое)

Форма протокола поверки плотномера

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование средства измерений: _____
Тип, модель, изготовитель: _____ Регистрационный номер: _____
Серийный номер: _____ Дата изготовления: _____
Владелец: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Средства поверки: _____

Условия проведения поверки:

Температура окружающей воздуха, °C
- при отборе пробы нефти _____
- в помещении при измерении плотности нефти _____ Изменение периода времени выходного сигнала, мкс/мин (Гц/мин) _____
Влажность воздуха, % _____ Изменение температуры нефти, °C/мин _____
Атмосферное давление, кПа _____ Изменение давления, МПа/мин _____

Результаты поверки:

Внешний осмотр _____
Опробование _____

Определение метрологических характеристик. Определение абсолютной погрешности измерений плотности

Номер измерения	Температура жидкости, измеренная эталоном плотности, °C	Давление, измеренное эталоном плотности, МПа	Плотность жидкости, измеренная эталоном плотности, кг/м ³	Температура жидкости, измеренная в БИК, °C	Давление, измеренное в БИК, МПа	Период времени выходного сигнала плотномера, мкс	Плотность жидкости, измеренная плотномером, кг/м ³	Абсолютная погрешность измерений плотномера, кг/м ³

Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям:

Градуировочные коэффициенты:

K0 =	K18 =	K20B =
K1 =	K19 =	K21A =
K2 =	K20A =	K21B =

Должность лица, проводившего поверку

подпись

Фамилия, имя, отчество

Дата поверки _____

ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное)

Методика градуировки плотномера

Б.1 Градуировку плотномера проводят с использованием эталонов, средств измерений и вспомогательных технических средств, приведенных в таблице 3 настоящей методики.

Б.2 При градуировке плотномера определяют линейный коэффициент $K0$ с использованием результатов измерений, полученных выполнением операций по п. 9.1 или проведением дополнительных измерений.

Б.3 Вычисляют три значения абсолютной погрешности плотномера $\Delta\rho$, кг/м³ по формуле (7).

Б.4 Вычисляют среднее арифметическое значение абсолютной погрешности плотномера $\Delta\rho_{\text{ср}}$, кг/м³ по формуле

$$\Delta\rho_{\text{ср}} = \frac{\Delta\rho_1 + \Delta\rho_2 + \Delta\rho_3}{3} \quad (\text{Б.1})$$

Б.5 Определяют новое значение коэффициента $K0$ по формуле

$$K0' = K0 - \Delta\rho_{\text{ср}} \quad (\text{Б.2})$$

Б.6 Новое значение коэффициента $K0$ записывают в сертификат градуировки плотномера по форме, приведенной в приложении В настоящей методики. Остальные коэффициенты берут из заводского или предыдущего сертификата градуировки.

Б.7 При необходимости производят определение коэффициентов: $K18$, $K19$, $K21A$, $K21B$ в соответствии с МИ 2302-1МГ-2003 или МИ 2615-2000.

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(обязательное)

Форма сертификата градуировки

СЕРТИФИКАТ ГРАДУИРОВКИ ПЛОТНОМЕРА

Наименование средства измерений: _____
Тип, модель, изготовитель: _____ Регистрационный номер: _____
Серийный номер: _____ Дата изготовления: _____
Владелец: _____
Организация, место проведения градуировки: _____
Методика градуировки: _____
Средства градуировки: _____

Условия окружающей среды:

Температура окружающей воздуха, °C	Изменение периода времени (частоты) выходного сигнала, мкс/мин (Гц/мин)
- при отборе пробы нефти	_____
- в помещении при измерении плотности нефти	_____
Влажность воздуха, %	Изменение температуры нефти, °C/мин
Атмосферное давление, кПа	Изменение давления, МПа/мин
_____	_____

Результаты градуировки:

Номер измерения	Плотность жидкости, измеренная эталоном плотности, кг/м ³	Температура жидкости, измеренная в БИК, °C	Давление, измеренное в БИК, МПа	Период времени выходного сигнала, мкс

$K_0 =$ _____ $K_1 =$ _____ $K_2 =$ _____	$K_{18} =$ _____ $K_{19} =$ _____ $K_{20A} =$ _____ $K_{20B} =$ _____ $K_{21A} =$ _____ $K_{21B} =$ _____
---	--

Должность лица, проводившего
градуировку

Подпись

Фамилия, имя, отчество

Дата проведения градуировки