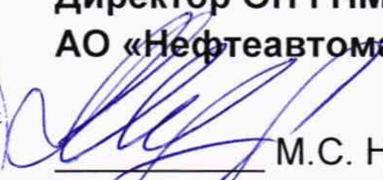


СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**




М.С. Немиров

« 03 » 02 2021 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Установка измерительная ЗАО «Алойл»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0563-21 МП

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Давыдова Е.Н.,
Стеряков О.В.

1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на установку измерительную ЗАО «Алойл» (далее по тексту – ИУ) и устанавливает методику её первичной и периодической поверки.

Поверку ИУ проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа ИУ, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки.

Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа ИУ.

Интервал между поверками ИУ: один год.

Метрологические характеристики ИУ подтверждаются расчетно-экспериментальным методом в соответствии с разделом 9 настоящей методики поверки.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2017.

Реализован метод непосредственного сравнения результата измерения поверяемого средства измерений со значением, определенного эталоном.

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки ИУ

Наименование операции	Номер раздела документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да

2.2 Поверку ИУ прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку СИ, входящих в состав ИУ.

3.2 При проведении поверки в условиях эксплуатации ИУ метрологические и основные технические характеристики сырой нефти и ИУ должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 — Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230±23/400±40 50±0,4
Условия эксплуатации: - температура в шкафу ИУ, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +5 до +30 95 от 84,0 до 106,7
Характеристики измеряемой среды: - давление, МПа - рабочее - минимально допустимое - максимально допустимое - вязкость кинематическая при рабочих условиях, мм ² /с (сСт), не более - плотность при 20°С, кг/м ³ - температура, °С - давление насыщенных паров при максимальной температуре, кПа (мм рт. ст.), не более - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более - массовая доля серы, %, не более - массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме в рабочей среде, млн ⁻¹ (ppm), не более - содержание органических хлоридов, млн ⁻¹ (ppm), не более - содержание свободного газа, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³	1,0 0,6 1,0 60 от 860 до 980 от +5 до +40 66,7 (500) 10 (100*) 12000 0,1 500 4,5 200 10 0 0
* – возможно кратковременное повышение массовой доли воды в сырой нефти до 100 % в начале слива с автоцистерны (не более 3 минут)	

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Основное средство поверки приведено в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Основное средство поверки

Наименование пункта на методику поверки	Наименование и тип основного средства поверки; обозначение нормативного документа и МХ средства поверки	Пример возможного средства поверки
9.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти ИУ	Рабочий эталон 1-го разряда (установки поверочные передвижные с расходомерами) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности не более ±0,1 %	Установка мобильная эталонная МЭУ (регистрационный № 72070-18), заводской № 1

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемой ИУ с требуемой точностью.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

- 5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:
- в области охраны труда и промышленной безопасности:
 - «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. № 534;
 - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;
 - в области пожарной безопасности:
 - СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
 - «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479;
 - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533;
 - в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:
 - «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. № 903н;
 - ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
 - в области охраны окружающей среды:
 - Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.
- 5.2 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие ИУ следующим требованиям:

- комплектность ИУ должна соответствовать технической документации;
- на компонентах ИУ не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах ИУ должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав ИУ, должна быть обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описаниями типа СИ либо в соответствии с МИ 3002-2006 (при отсутствии информации о пломбировании в описании типа СИ).

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации ИУ и НД на поверку СИ, входящих в состав ИУ.

7.2 При опробовании проверяют работоспособность ИУ в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора и формирования отчета ИУ (двухчасового или сменного).

7.3 Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или сменный) формируется и отсутствуют аварийные сообщения о работе ИУ.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных конфигурационного файла комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее по тексту – ИВК) (основного и резервного).

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо выполнить следующие действия: в верхнем правом углу монитора ИВК нажать на кнопку в виде горизонтального троеточия, после чего появится подменю, в котором нужно выбрать «О программе»; в появившемся окне отобразятся идентификационные данные ПО ИВК.

Отображенные идентификационные данные ПО ИВК заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

8.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора с программным комплексом «Кристалл» (далее по тексту – АРМ оператора).

Чтобы определить идентификационные данные ПО АРМ оператора необходимо выполнить следующие процедуры: на основной мнемосхеме АРМ оператора в нижнем правом углу нажать кнопку «О программе»; далее в появившейся экранной форме нажать «Проверка HASH-сумм», после чего появится окно «Проверка HASH-сумм программного кода», в котором при нажатии на кнопки «Проверка модуля CalcOil.dll» или «Проверка модуля CalcPov.dll» откроются окна «Проверка HASH» с соответствующими идентификационными данными ПО АРМ оператора.

Отображенные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в таблицу А.2 протокола поверки (Приложение А).

8.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа ИУ и полученные в ходе выполнения п. 8.1 и п. 8.2 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО ИУ программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав ИУ.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа ИУ, наличие у проверяемых СИ действующих свидетельств о поверке и/или сведений о поверке (с положительным результатом) в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Сведения результатов поверки указанных СИ заносят в таблицу А.3 протокола поверки (Приложение А).

Если очередной срок поверки СИ из состава ИУ наступает до очередного срока поверки ИУ, поверяются только эти СИ, при этом поверку ИУ не проводят.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти ИУ.

Относительную погрешность измерений массы сырой нефти ИУ δM_c , %, при прямом методе динамических измерений, принимают равной максимальному значению относительной погрешности счетчиков-расходомеров массовых кориолисовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее по тексту – ПР).

Относительная погрешность ПР на рабочих измерительных линиях в диапазоне расхода не должна превышать $\pm 0,25$ %.

Значения относительной погрешности измерений массы сырой нефти не должны превышать $\pm 0,25$ %.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти ИУ.

Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти ИУ δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_c^2 + \frac{(\Delta W_B)^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, значение которой вычисляют в лаборатории по ГОСТ 2477-2014 или по формуле (3), %;

$\Delta W_{мп}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в сырой нефти, вычисленная по формуле (4), %;

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в сырой нефти, вычисленная по формуле (4), %;

W_B – массовая доля воды в сырой нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества сырой нефти, сформированном во время проведения поверки;

$W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в сырой нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества сырой нефти, сформированном во время проведения поверки;

W_{xc} – массовая доля хлористых солей в сырой нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (2)$$

где φ_{xc} – массовая концентрация хлористых солей в сырой нефти, мг/дм³, принимают равной значению, указанному в паспорте качества сырой нефти, сформированном во время проведения поверки;

ρ – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в сырой нефти с помощью влагомера ΔW_B , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\Delta W \cdot \rho_B^p}{\rho_c^p}, \quad (3)$$

где ΔW – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности поточного влагомера, %;

ρ_B^p – плотность воды в рабочих условиях, кг/м³;

ρ_c^p – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерениях соответствующего параметра сырой нефти абсолютную погрешность измерений Δ , %, в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего параметра сырой нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014, ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости) r , % массы. Значение сходимости (повторяемости) r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в массовые доли, %, по формуле

$$r = 0,1 \cdot \frac{r_{xc}}{\rho}, \quad (5)$$

где r_{xc} - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды с применением влагомера поточного ВСН-АТ, при содержании воды в сырой нефти, не должны превышать:

- от 0 до 5 % (включительно) ±0,75 %,
- свыше 5 до 10 % (включительно) ±0,80 %.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477-2014, при содержании воды в сырой нефти, не должна превышать:

- от 0 до 5 % (включительно) ±0,55 %,
- свыше 5 до 10 % (включительно) ±1,00 %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 Относительная погрешность ПР на рабочих измерительных линиях в диапазоне расхода не должна превышать ±0,25 %.

10.2 Значения относительной погрешности измерений массы сырой нефти не должны превышать ±0,25 %.

10.3 Значения относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды с применением влагомера поточного ВСН-АТ, при содержании воды в сырой нефти, не должны превышать:

- от 0 до 5 % (включительно) ±0,75 %,
- свыше 5 до 10 % (включительно) ±0,80 %.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477-2014, при содержании воды в сырой нефти, не должна превышать:

- от 0 до 5 % (включительно) ±0,55 %,
- свыше 5 до 10 % (включительно) ±1,00 %.

11 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 Сведения о результатах поверки ИУ направляют в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений», утвержденным приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.

7.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца ИУ оформляется свидетельство о поверке. На оборотной стороне свидетельства о поверке ИУ указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения относительной погрешности измерений массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИУ.

7.4 При отрицательных результатах поверки ИУ к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки ИУ

ПРОТОКОЛ № _____
поверки установки измерительной ЗАО «Алойл»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы сырой нефти, %, не более _____

- массы нетто сырой нефти, %, не более _____

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____ ИНН: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением эталонов:
_____ регистрационный № _____

Методика поверки: _____

Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (раздел 6 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

2. Опробование (раздел 7 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

3. Подтверждение соответствия ПО (раздел 8 МП)

Таблица А.1 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав ИУ (п. 9.1 МП)

Таблица А.3 - Сведения о поверке СИ, входящих в состав ИУ

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

5 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти ИУ (п. 9.2 МП)

6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти ИУ (п. 9.3 МП)

Заключение: установка измерительная ЗАО «Алойл» признана _____ к дальнейшей эксплуатации
пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.