

**УТВЕРЖДАЮ**

**Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»**



**М.С. Немиров**

«12» ноября 2019 г.



## **ИНСТРУКЦИЯ**

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 623

ПСП «Лопатино» ООО «НЕФТЕПЕРЕВАЛКА»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0341-19 МП

**РАЗРАБОТАНА**

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

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Гордеев Е.Ю.,  
Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 623 ПСП «Лопатино» ООО «НЕФТЕПЕРЕВАЛКА» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКН: один год.

В соответствии с заявлением владельца СИКН или другого лица, представившего СИКН на поверку, допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава СИКН с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

## **1 Операции поверки**

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (п.п. 6.1);

1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКН (п.п. 6.2);

1.3 Опробование (п.п. 6.3);

1.4 Определение метрологических характеристик (далее – МХ):

1.4.1 Определение МХ средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН (п.п. 6.4.1);

1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п.п. 6.4.2).

1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п.п. 6.4.3).

## **2 Средства поверки**

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 в диапазоне расходов, соответствующему диапазону расходов СИКН.

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

## **3 Требования безопасности**

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;

- Трудовой кодекс Российской Федерации;

в области пожарной безопасности:

- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ №390 от 25.04.2012;

- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

- СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- 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.

#### **4 Условия поверки**

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

Т а б л и ц а 1 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Температура измеряемой среды, °С	от 0 до +50
Давление измеряемой среды в СИКН, МПа	от 0,25 до 1,6

#### **5 Подготовка к поверке**

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящие в состав СИКН.

#### **6 Проведение поверки**

##### **6.1 Внешний осмотр**

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

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

##### **6.2 Подтверждение соответствия ПО.**

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса ИМЦ-03 (ИВК).

6.2.1.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо на экранной форме «Основное меню» с помощью клавиатуры выбрать пункт «Просмотр 2» и нажать клавишу Enter на клавиатуре. В появившейся экранной форме с помощью клавиатуры выбрать пункт «Версия программы» и нажать клавишу Enter на клавиатуре. На экране в виде текста отобразятся идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК.

Занести информацию из текста в протокол по форме приложения А.

6.2.1.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН ПО, зафиксированному во время

проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

### 6.3 Опробование

Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

### 6.4 Определение МХ

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	<p>МИ 3189-2009 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки или компакт-прувера и поточного преобразователя плотности»</p> <p>«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Fisher-Rosemount». Методика поверки поверочной установкой «BCP-M»</p> <p>МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3313-2011 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»</p>
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	<p>МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»</p> <p>МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»</p> <p>МИ 2403-97 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»</p>
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	<p>МИ 2391-97 «ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron Transducers». Методика поверки»</p> <p>МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»</p>
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», утв. «ВНИИМС» в октябре 2004г.

Наименование СИ	НД
Преобразователи измерительные Rosemount 644	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03	МИ 2587-2005 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Методика поверки» «Рекомендация. Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03». Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИР»
Датчики давления «Метран-150»	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 года.
Датчики давления Метран-55, датчики давления «Метран-100», датчики давления коррозионностойкие «Метран-49»	МИ 4212-012-2001 «Рекомендация. ГСИ. Датчики (измерительные преобразователи) давления типа «Метран». Методика поверки» МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Манометры	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Согласно ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы брутто нефти  $\delta M$ , %, принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений счетчика-расходомера массового.

Относительная погрешность счетчика-расходомера массового в диапазоне расходов на рабочих измерительных линиях (далее – ИЛ) не должна превышать  $\pm 0,25\%$ , относительная погрешность счетчика-расходомера массового в точке расхода на контрольно-резервной ИЛ не должна превышать  $\pm 0,20\%$ .

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

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

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

где  $\delta M_n$  - пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %;

$\delta M$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_B$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{мп}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{xc}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$W_B$  - массовая доля воды в нефти, %;

$W_{мп}$  - массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{xc}$  - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

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

где  $\phi_{xc}$  - массовая концентрация хлористых солей в нефти определенная в лаборатории по ГОСТ 21534-76, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho$  - плотность нефти, измеренная в лаборатории, кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютные погрешности измерений в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015.

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений ( $\Delta$ , % массы) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

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

Воспроизводимость метода определения 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/дм<sup>3</sup>, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho}, \quad (4)$$

где  $r_{xc}$  - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм<sup>3</sup>.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать  $\pm 0,35\%$ .

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
- идентификационные признаки программного обеспечения СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности к применению в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г.

Приложение А  
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКН

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Наименование СИ: \_\_\_\_\_

Заводской номер СИ: № \_\_\_\_\_

Идентификационные данные ПО \_\_\_\_\_:

(наименование ПО)

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКН	Значение, указанное в описании типа СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Другие идентификационные данные		

Заключение: ПО СИКН соответствует/не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа СИКН.

Должность лица проводившего поверку: \_\_\_\_\_  
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.