

**УТВЕРЖДАЮ**

**Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»**



М.С. Немиров

«                    »                      2018 г.



**ИНСТРУКЦИЯ**

Государственная система обеспечения единства измерений  
Система измерений количества и показателей качества нефти  
№224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть»  
Методика поверки  
НА.ГНМЦ.0291-18 МП

**РАЗРАБОТАНА**

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

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Гордеев Е.Ю.,

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКН: один год.

## **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 1-го или 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 счетчиков расходомеров массовых.

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 поверяемой СИКН 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 НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

#### **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 соответствовать технической документации.

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

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО устройства измерений параметров жидкости и газа модели 7955 (далее – ИВК).

6.2.1.1 Чтобы определить идентификационные данные необходимо на мнемосхеме АРМ оператора нажать кнопку «Сервис», в открывшемся окне в последняя строка таблицы отображает идентификационные данные. При нажатии кнопки «Проверить», расположенной в конце строки, появляется окно «GetCRC32», в котором указан путь расположения проверяемого файла и результат расчета контрольной суммы проверяемого файла.

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 ИВК СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

##### **6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора «Сторос».**

6.2.2.1 Чтобы определить идентификационные данные необходимо на мнемосхеме АРМ оператора нажать кнопку «Сервис», в открывшемся окне в первые четыре строки таблицы отображают идентификационные данные. При нажатии кнопки «Проверить», расположенной в конце каждой строки, появляется окно «GetCRC32», в котором указан путь расположения проверяемого файла и результат расчета контрольной суммы проверяемого файла.

6.2.2.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 6.2.2.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО АРМ оператора «Сторос» программному обеспечению, 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 1.

Т а б л и ц а 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF400 (далее – СРМ)	Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Методика поверки поверочной установкой «ВСП-М» Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Методика поверки МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Счетчик-расходомер эталонный массовый Micro Motion CMF400 с измерительным преобразователем 2700R (далее – СРМ)	Рекомендация. ГСИ. Счетчик-расходомер эталонный массовый Micro Motion CMF400 с измерительным преобразователем 2700R. Методика поверки, утверждена ГЦИ СИ ГНМЦ ВНИИР
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	Рекомендация. ГСИ. Плотномеры вибрационные поточные. Методика поверки, утверждена ВНИИМС МИ 2326-95 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-95 Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки МИ 2366-2005 Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки (с изменением №1)
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	МИ 2391-97 Рекомендация. ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron Transducers» (Англия). Методика поверки РД 50-294-81 Методические указания. Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки

Наименование СИ	НД
Счетчик нефти турбинный МИГ-32	Эксплуатационная документация БН.10-02РЭ (раздел «Методика поверки»), согласованная ГЦИ СИ ВНИИР в декабре 2003г.
Преобразователь расхода турбинный МИГ-М-32	МП 0447-1-2016 Инструкция. Преобразователи расхода турбинные НОРД, МИГ-М. Методика поверки, утверждена ФГУП ВНИИР 06.06.2016г. МИ 3380-2012 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой
Преобразователи измерительные RTT20	Преобразователи измерительные RTT20. Методика поверки, утверждена ВНИИМС 15.08.2000г. ГОСТ 8.461-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки МИ 2672-2005 Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания
Датчики давления серии I/A модели IGP10	МИ 1997-89 ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
Датчики давления I/A модели IGP10	МИ 1997-89 ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
Датчики давления «Метран-100» модели Метран-100-ДД	МИ 4212-012-2001 Датчики давления (измерительные преобразователи) типа «Метран». Методика поверки
Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955	Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7950, 7951, 7955. Методика поверки, утверждена ВНИИМС МИ 2617-2000 Рекомендация. ГСИ. Вычислитель расхода модели 2522 фирмы «Даниел». Методика поверки
Двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel»	МИ 1972-95 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников МИ 2974-2006 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки

Наименование СИ	НД
	трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором

Датчики давления Метран-100, предназначенные для измерений разности давления, счетчик нефти турбинный МИГ-32 или преобразователь расхода турбинный МИГ-М-32, установленный в блоке измерений показателей качества нефти, подлежат калибровке или поверке один раз в год, остальные СИ, входящие в состав системы подлежат поверки один раз в год.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы брутто нефти  $\delta M_{бр}$ , %, принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений СРМ.

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

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_{н} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{бр}^2 + \frac{\Delta W_{в}^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_{в} + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

где  $\delta M_{бр}$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_{в}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

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

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

$W_{в}$  - массовая доля воды в нефти, %;

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

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

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

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

$\rho$  - плотность нефти, измеренная в лаборатории и приведенная к условиям измерений массы брутто нефти согласно МИ 2928, кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в нефти определяют по результатам оценки промежуточных показателей прецизионности и правильности стандартных методов измерений в каждой лаборатории, проводящей анализы при учетных операциях, в соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725-1 – ГОСТ Р ИСО 5725-6.

Допускается до оценки промежуточных показателей прецизионности и правильности стандартных методов измерений в каждой лаборатории определять погрешности измерений 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 2477-65, 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/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 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 и массы нетто нефти и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на СРМ);
- идентификационные признаки программного обеспечения СИКН (допускается оформлять протоколом, прилагаемым к свидетельству о поверке как обязательное приложение, см. приложение А).

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: № \_\_\_\_\_

Таблица 1 Идентификационные данные ПО устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955

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		

Таблица 2 Идентификационные данные ПО АРМ оператора «Сропос»

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		

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.