

**УТВЕРЖДАЮ**

**Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»**

 М.С. Немиров

12 \_\_\_\_\_ 2018 г.



## **ИНСТРУКЦИЯ**

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти №224**

**ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета**

**Методика поверки**

**НА.ГНМЦ.0143-18 МП**

**РАЗРАБОТАНА**

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г.Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Гордеев Е.Ю.

Целищева Е.Ю.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета (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 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.

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

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 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) клейм 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 конфигурационного файла комплекса измерительно-вычислительного «ГКС Расход НТ» (далее – ИВК).

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Для просмотра контрольной суммы метрологически-значимой части ПО необходимо на АРМ оператора нажать в окне «Архив отчетов» на кнопку «сгс32». После нажатия кнопки на экране откроется панель, содержащая информацию о имени файла и его контрольной суммы.

Занести информацию в соответствующие разделы протокола.

6.2.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.6.2.1, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН 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.

Таблица 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД*
Расходомер массовый Promass X 83	МП 50365-12 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass X. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2012 г.
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835В	МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»; МП 2302-0062-2012 «Преобразователи плотности

Наименование СИ	НД*
	измерительные модели 7835. Методика поверки» утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 20.09.2012 г. МИ 2326-95 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-96 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки» МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки» МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.
Датчик давления типа КМ35-Д Преобразователь давления измерительный КМ35-Д Датчик давления типа КМ35-И Преобразователь давления измерительный КМ35-И	МП 56680-14 «Датчики давления типа КМ35. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИМС 09 декабря 2013 г. МЦКЛ.0235.МП «Преобразователи давления измерительные КМ35. Методика поверки», утвержденному ЗАО КИП «МЦЭ» 28.02.2018 г
Датчик давления серии I/A модели IGP10	МИ 1997-89 «Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Датчики температуры ТМТ142R	МП 207.1-007-2017 «Датчики температуры ТМТ142R. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 06.02.2017 г. МП 63821-16 «Датчики температуры ТМТ142R, ТМТ142С, ТМТ162R, ТМТ162С. Методика поверки», с изменением №1 утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 02.08.2018 г.
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 года.
Преобразователи измерительные PR	МП 51059-12 «Преобразователи измерительные PR. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в январе 2012 г.
Термопреобразователи сопротивления серии W	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Датчик температуры RTT20	МП 54693-13 «Датчики температуры серий RTT15, RTT20, RTT30, RTT80. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», июнь 2013 г. «Преобразователи измерительные RTT20. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС 15.08.2000 г.

Наименование СИ	НД*
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827	МИ 2391 «ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron transducers». Методика поверки»; МИ 3302-2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»; РД 50-294 «Методические указания. Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки» МИ 3001-2006 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы «Solartron Mobrey Limited». Методика поверки в динамическом режиме»; МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации».
Преобразователи плотности и вязкости FVM	МП 01-251-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. Методика поверки с изменением №1», утвержденная ФГУП «УНИИМ» 30 марта 2018 г.
Контроллер измерительный FloBoss S600+	МП 117-221-2013 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» в апреле 2014 г.
Счетчик нефти турбинный МИГ-32	Эксплуатационная документация БН.10-02РЭ раздел «Методика поверки», согласованная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» в декабре 2003 г.
Преобразователь расхода турбинный МИГ-М-32	МП 0447-1-2016 «Инструкция. Преобразователи расхода турбинные НОРД, МИГ-М. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 09.06.2016 г. МИ 3380-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Установка поверочная трубопоршневая Сапфир НГИ-1100	МП 0365-1-2015 «Инструкция. ГСИ. Установка поверочная трубопоршневая Сапфир НГИ-1100. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 03 ноября 2015 г.
Преобразователи сигналов серии НПСИ	ПИМФ.411622.003 МП «Преобразователи сигналов серии НПСИ. Методика поверки», утвержденному руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 06 апреля 2015 г.

\*Поверку СИ проводят по одному из перечисленных документов

Допускается применение данных нормативных документов с последующими изменениями, если эти изменения распространяют свое действие на средства измерений, находящиеся в эксплуатации, соответствующим приказом Росстандарта.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы брутто нефти принимают относительную погрешность измерений расходомера массового.

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

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

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

- где  $\delta M_H$  - относительная погрешности измерений массы нетто нефти, %;  
 $\delta M$  - 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

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

- где  $\phi_{xc}$  - массовая концентрация хлористых солей в нефти определенная в аккредитованной испытательной лаборатории по ГОСТ 21534-76, мг/дм<sup>3</sup>;  
 $\rho$  - плотность нефти, измеренная в аккредитованной испытательной лаборатории и приведенная к температуре нефти в условиях измерений массовой концентрации хлористых солей по Р 50.2.076-2010, кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютные погрешности измерений в аккредитованной испытательной лаборатории массовой доли воды, механических примесей и содержания 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

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

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

7.2 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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.3 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 2.07.2015 г.



Протокол № \_\_\_\_\_  
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти №224  
ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета (далее – СИКН)  
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства  
измерений \_\_\_\_\_

Диапазон измерений: \_\_\_\_\_  
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти в  
диапазоне измерений, не более, %: \_\_\_\_\_  
Заводской номер: \_\_\_\_\_  
Принадлежит: \_\_\_\_\_ ИНН \_\_\_\_\_  
Место проведения поверки: \_\_\_\_\_  
Средства поверки: \_\_\_\_\_  
Методика поверки: \_\_\_\_\_  
Условия проведения поверки: \_\_\_\_\_  
Результаты поверки:  
*Внешний осмотр (п.6.1 МП)*

*Подтверждение соответствия ПО (п.6.2 МП)*

Таблица 1 - Идентификационные данные 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		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

*Опробование (п. 6.3 МП)*

*Определение МХ (п. 6.4 МП)*

**Заключение:** система измерений количества и показателей качества нефти №224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета к дальнейшей эксплуатации \_\_\_\_\_

Должность лица проводившего

поверку: \_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_ (инициалы, фамилия)

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