

испр. 1.11.

**УТВЕРЖДАЮ**

**Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»**

  
\_\_\_\_\_ М.С. Немиров  
\_\_\_\_\_ 2019 г.



## **ИНСТРУКЦИЯ**

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти №215**

**НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть»**

**Методика поверки**

**НА.ГНМЦ.0334-19 МП**

**РАЗРАБОТАНА**

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

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Давыдова Е.Н.,  
Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №215 НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть» (далее по тексту – 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. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН (п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (МХ):
  - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН (п. 6.4.1),
  - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 6.4.2),
  - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (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 нормативных документов (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

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

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	товарная нефть
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +30
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,22 до 1,8

#### 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 СИКН.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО устройств измерения параметров жидкости и газа модели 7955.

Проверка идентификационных данных ПО устройств измерения параметров жидкости и газа модели 7955 проводится по номеру версии ПО.

Для просмотра идентификационных данных устройств измерения параметров жидкости и газа модели 7955 необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На передней панели устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955 нажимают кнопку «Меню» . После нажатия кнопки «Меню» появится список «Главное меню», в котором с помощью кнопок прокрутки «v» или «l» (слева от дисплея) выбирают страницу со строкой «Software version» и нажимают соответствующую данной строке кнопку справа от дисплея («a», «b», «c» или «d»). После нажатия кнопки на экране отобразится номер версии ПО устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955.

Полученную информацию заносят в соответствующие разделы протокола А.

### 6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора «Сгopos».

Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора «Сгopos» проводится по следующим файлам: «DENS.EXE», «DOC.EXE», «POVERKA.EXE» и «REPORT.EXE».

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора «Сгopos» на мнемосхеме АРМ оператора нажимают кнопку «Сервис». В открывшемся окне в строках с названиями модулей «DENS.EXE», «DOC.EXE», «POVERKA.EXE» и «REPORT.EXE» будут отображены идентификационные данные ПО АРМ оператора «Сгopos». При нажатии кнопки «Проверить» в конце строк с названиями модулей «DENS.EXE», «DOC.EXE», «POVERKA.EXE» и «REPORT.EXE» появится окно «GetCRC32», в котором будет указан путь расположения соответствующего проверяемого файла и результат расчета его контрольной суммы.

Полученную информацию заносят в соответствующие разделы протокола А.

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1 и п. 6.2.2 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
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM (далее – ПР)	МИ 1974-04 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН-1п. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2326-95 Рекомендации. «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	МИ 2391-97 Рекомендации. «ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron transducers». Методика поверки»
Преобразователи измерительные Rosemount 644	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные КМ35	МЦКЛ.0235.МП «Преобразователи давления измерительные КМ35. Методика поверки»
Датчики давления Метран-22-Ех	МИ 1997-89 «Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Датчики давления «Метран-100»	МИ 4212-012-2001 «Датчики давления (измерительные преобразователи) типа «Метран». Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955	«Рекомендация. ГСИ. Устройства измерения параметров жидкости и газа моделей 7950, 7951, 7955 фирмы «Solartron». Великобритания. Методика поверки», утв. ВНИИМС в 1996 г.
Преобразователи расхода турбинные НОРД, МИГ-М	МП 0447-1-2016 «Инструкция. Преобразователи расхода турбинные НОРД, МИГ-М. Методика поверки»  МИ 3380-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Манометры показывающие	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

4.6.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН  $\delta M$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta'^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta'^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta N^2},$$

где  $\delta V$  - пределы относительной погрешности измерений объема нефти, %. За  $\delta V$  принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений ПР;

$\delta \rho$  - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

$\Delta T_\rho, \Delta T_v$  - пределы допускаемых абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

$\beta'$  - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, значения которого приведены в таблице 3 настоящей методике поверки в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 (приложение А);

$\delta N$  - предел допускаемой относительной погрешности вычислителя расхода, %;

$G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2\beta' T_v}{1 + 2\beta' T_\rho},$$

где  $T_v, T_\rho$  - температуры нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, °С.

Величину  $\delta \rho$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho \cdot 100}{\rho_{\min}},$$

где  $\Delta \rho$  - предел основной допускаемой погрешности измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\min}$  - минимальное значение плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Т а б л и ц а 3 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta'$ , 1/°C	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta'$ , 1/°C
750,0-759,9	0,00109	810,0-819,9	0,00092
760,0-769,9	0,00106	820,0-829,9	0,00089
770,0-779,9	0,00103	830,0-839,9	0,00086
780,0-789,9	0,00100	840,0-849,9	0,00084
790,0-799,9	0,00097	850,0-859,9	0,00081
800,0-809,9	0,00094	860,0-869,9	0,00079

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

4.6.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле:

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

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

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

$\Delta W_g$  - 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, %;

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

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

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

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\phi_{xc}}{\rho},$$

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}},$$

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

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho},$$

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 идентификации программного обеспечения 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. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

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

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 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.