



## ООО «Метрологический центр СТП»

Регистрационный № 30151-11 от 01.10.2011 г.  
в Государственном реестре средств измерений

**«УТВЕРЖДАЮ»**

Технический директор  
ООО «Метрологический центр СТП»

 И. А. Яценко

« 30 » 12 2016 г.



**Государственная система обеспечения единства измерений**

**Система измерений количества и показателей качества нефти №219 НГДУ  
«ДЖАЛИЛЬНЕФТЬ»**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

(с изменением № 1)

**МП 223-30151-2015**

г. Казань  
2016

## СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение .....	3
2 Операции поверки.....	4
3 Средства поверки .....	4
4 Требования техники безопасности и требования к квалификации поверителей .....	5
5 Условия поверки .....	5
6 Подготовка к поверке .....	5
7 Проведение поверки .....	6
8 Оформление результатов поверки.....	9
Приложение А (рекомендуемое) .....	10

## 1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №219 НГДУ «ДЖАЛИЛЬНЕФТЬ» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

**1.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)**

**1.2 – 1.5 (Исключены, Изм. № 1)**

1.6 Средства измерения (далее – СИ), входящие в состав СИКН, указаны в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – СИ, входящие в состав СИКН

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Регистрационный номер
<b>Приборы контрольно-измерительные показывающие</b>			
1	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	12	26803-11
2	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	2	303-91
3	Манометр избыточного давления показывающий МП-2У	9	10135-10
<b>Блок фильтров</b>			
1	Преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD75	1	41560-09
<b>Блок измерительных линий</b>			
1	Расходомер массовый Promass с датчиком Promass F и электронным преобразователем 83 (далее – Promass 83F)	2	15201-11
2	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR модели TR11	1	49519-12
3	Преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71	3	41560-09
<b>Блок измерений показателей качества нефти</b>			
1	Счетчик нефти турбинный МИГ исполнения МИГ-32Ш	1	26776-08
2	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	1	52638-13
3	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	1	15642-06
4	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	1	14557-10
5	Преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71	1	41560-09
6	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR модели TR11	1	49519-12
<b>Система обработки информации</b>			
1	Контроллер измерительный Floboss S600+ (далее – ИВК)	2	57563-14
2	Барьер искрозащиты серий Z (модуль Z 787)	22	22152-07

Таблица 1.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

1.7 Поверка СИКН проводится следующим образом:

- поверка СИ, входящих в состав СИКН, осуществляется в соответствии с методиками поверки, представленными в приложении А настоящей методики поверки;
- метрологические характеристики СИКН определяют в соответствии с 7.4.4, 7.4.5 настоящей методики поверки.

### Примечания

1 Счетчик нефти турбинный, установленный в БИК, преобразователь перепада давления на фильтре и соответствующие ИК допускается калибровать не реже одного раза в год.

2 Допускается проводить поверку Promass 83F, входящих в состав СИКН, по МИ 3151–2008 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи массового расхода».

Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности».

3 При наличии свидетельств о поверке на барьеры искрозащиты серий Z процедуры по 7.4.1, 7.4.2, 7.4.3 не проводятся.

### 1.7 (Измененная редакция, Изм. № 1)

1.8 Интервал между поверками СИ, входящих в состав СИКН, – 1 год.

1.9 Интервал между поверками стеклянных термометров – 3 года.

1.10 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

## 2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены операции, приведенные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Операций поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки
Проверка технической документации	7.1
Внешний осмотр	7.2
Опробование	7.3
Определение метрологических характеристик СИКН	7.4
Оформление результатов поверки	8

## 3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки применяют эталонные и вспомогательные СИ, приведенные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные эталоны и СИ

Номер пункта методики	Наименование и тип основного и вспомогательного средства поверки и метрологические и основные технические характеристики средства поверки
5.1	Барометр-анероид М-67 по ТУ 2504-1797-75, диапазон измерений от 610 до 790 мм рт. ст., пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,8$ мм рт. ст.
5.1	Психрометр аспирационный М34, диапазон измерений влажности от 10 до 100 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 5$ %
5.1	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 (№ 2) по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от 0 до плюс 55 °С, цена деления шкалы 0,1 °С, класс точности I
7.4	Калибратор многофункциональный МС5-R: диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02$ % показания + 1 мкА); диапазон воспроизведения последовательности импульсов от 0 до 9999999 импульсов; диапазон воспроизведения частотных сигналов прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения $\pm 0,01$ %

Примечание к таблице 3.1 (Исключено, Изм. № 1)

3.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

3.3 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы; СИ должны иметь действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки.

3.2, 3.3 (Измененная редакция, Изм. № 1)

## 4 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

- корпуса применяемых СИ должны быть заземлены в соответствии с их эксплуатационной документацией;
- ко всем используемым СИ должен быть обеспечен свободный доступ для заземлений, настройки и измерений;
- работы по соединению вспомогательных устройств должны выполняться до подключения к сети питания;
- обеспечивающие безопасность труда, производственную санитарию и охрану окружающей среды;
- предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок», а также эксплуатационной документацией оборудования, его компонентов и применяемых средств поверки.

4.2 К работе по поверке должны допускаться лица:

- достигшие 18-летнего возраста;
- прошедшие специальную подготовку и имеющие удостоверения на право проведения поверки;
- прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;
- изучившие эксплуатационную документацию на СИКН, СИ, входящие в состав СИКН, и средства поверки.

## 5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °C (20±5)
- относительная влажность, % от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа от 84,0 до 106,7

5.2 Вибрация, тряска, удары, наклоны, электрические и магнитные поля, кроме Земного, влияющие на работу приборов, должны отсутствовать.

5.3 Параметры электропитания СИКН должны соответствовать условиям применения, указанным в эксплуатационной документации фирмы-изготовителя.

## 6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- эталонные СИ и СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации на жестком основании, исключая передачу несанкционированных механических воздействий;
- эталонные СИ и СИКН выдерживают при температуре, указанной в пункте 5, не менее трех часов, если время их выдержки не указано в инструкции по эксплуатации;
- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных СИ и СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационных документов на эталонные СИ и СИКН.

## 7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

### 7.1 Проверка технической документации

При проведении проверки технической документации проверяют:

- наличие эксплуатационной документации на СИКН;
- наличие паспорта на СИКН;
- наличие свидетельства о предыдущей поверке СИКН (при периодической поверке);
- наличие методики поверки СИКН;
- наличие паспортов СИ, входящих в состав СИКН;
- действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) заверенной подписью поверителя и знаком поверки записи в паспорте (формуляре) СИ, подлежащих поверке;
- наличие действующего калибровочного клейма и (или) сертификата о калибровке, и (или) заверенной подписью калибровщика и калибровочным клеймом записи в паспорте (формуляре) СИ, подлежащих калибровке.

#### 7.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

### 7.2 Внешний осмотр СИКН

7.2.1 При проведении внешнего осмотра СИКН контролируют выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН.

7.2.2 При проведении внешнего осмотра СИКН устанавливают состав и комплектность СИКН.

7.2.3 Проверку выполняют на основании сведений, содержащихся в паспорте на СИКН. При этом контролируют соответствие типа СИ, указанного в паспортах составных частей, записям в паспорте на СИКН.

7.2.4 Результаты проверки считают положительными, если внешний вид, маркировка и комплектность СИКН соответствуют требованиям технической документации.

### 7.3 Опробование СИКН

#### 7.3.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения

7.3.1.1 Подлинность программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проверяют сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН.

7.3.1.2 Проверяют возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН и наличие авторизации (введение логина и пароля), возможность обхода авторизации, проверка реакции ПО СИКН на неоднократный ввод неправильного логина и (или) пароля (аутентификация).

7.3.1.3 Результаты опробования считают положительными, если идентификационные данные ПО, совпадают с исходными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН, а также исключается возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН и обеспечивается аутентификация.

#### 7.3.2 Проверка работоспособности

7.3.2.1 Приводят СИКН в рабочее состояние в соответствии с технической документацией фирмы-изготовителя на нее. Проверяют прохождение сигналов средств поверки, имитирующих измерительные сигналы. Проверяют на информационном дисплее СИКН показания по регистрируемым в соответствии с конфигурацией СИКН параметрам технологического процесса.

7.3.2.2 Результаты опробования считаются положительными, если при увеличении/уменьшении значения входного сигнала соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на информационном дисплее СИКН.

## 7.4 Определение метрологических характеристик

### 7.4.1 Определение приведенной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА

7.4.1.1 Отключить первичный измерительный преобразователь (далее – ИП) ИК к соответствующему каналу, включая линии связи и барьер искрозащиты (при наличии), подключить калибратор, установленный в режим имитации сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

7.4.1.2 С помощью калибратора установить на входе канала ввода аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА электрический сигнал, соответствующий значениям измеряемого параметра. В качестве реперных точек принимаются точки 4; 8; 12; 16; 20 мА.

7.4.1.3 Считать значения входного сигнала с дисплея СОИ СИКН и в каждой реперной точке вычислить приведенную погрешность по формуле

$$\gamma_i = \frac{I_{изм} - I_{эм}}{I_{max} - I_{min}} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где  $I_{эм}$  – показание калибратора в  $i$ -ой реперной точке, мА;  
 $I_{max}$ ,  $I_{min}$  – максимальное и минимальное значения границы диапазона входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА, мА;  
 $I_{изм}$  – значение тока, соответствующее показанию измеряемого параметра СИКН в  $i$ -ой реперной точке, мА, вычисляемое по формуле (при линейной функции преобразования):

$$I_{изм} = \frac{I_{max} - I_{min}}{X_{max} - X_{min}} \cdot (X_{изм} - X_{min}) + I_{min}, \quad (2)$$

где  $X_{max}$ ,  $X_{min}$  – максимальное и минимальное значения измеряемого параметра, соответствующие максимальному и минимальному значениям границы диапазона входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА.

7.4.1.4 Результаты проверки считаются положительными, если рассчитанная приведенная погрешность преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА не выходит за пределы  $\pm 0,14 \%$ .

### 7.4.2 Определение абсолютной погрешности при измерении импульсного сигнала

7.4.2.1 Отключить первичный ИП к соответствующему каналу, включая линии связи, подключить калибратор, установленный в режим генераций импульсов, в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

7.4.2.2 С помощью калибратора на вход канала ввода импульсных сигналов СИКН фиксированное количество раз (не менее трех) подать импульсный сигнал (10000 импульсов). Частота подаваемого сигнала от 0,1 до 10000 Гц.

7.4.2.3 Считать значения входного сигнала с дисплея СОИ СИКН и вычислить абсолютную погрешность по формуле

$$\Delta_n = n_{изм} - n_{эм}, \quad (7.3)$$

где  $n_{изм}$  – количество импульсов, подсчитанное контроллером, импульсы;  
 $n_{эм}$  – количество импульсов, заданное калибратором, импульсы.

7.4.2.4 Результаты проверки считаются положительными, если рассчитанная абсолютная погрешность при измерении импульсного сигнала не выходит за пределы  $\pm 1$  импульс на 10000 импульсов.

### 7.4.3 Определение относительной погрешности при измерении частотного сигнала

7.4.3.1 Отключить первичный ИП и к соответствующему каналу, включая линии связи, подключить калибратор, установленный в режим воспроизведения частотных сигналов, в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

7.4.3.2 С помощью калибратора установить на входе канала ввода частотного сигнала СИКН сигнал заданной формы и частоты, соответствующий значениям измеряемого параметра. Задают не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона измерений (включая крайние точки диапазона).

7.4.3.3 Считать значения входного сигнала с дисплея СОИ СИКН и вычислить относительную погрешность по формуле

$$\delta_f = \frac{f_{изм} - f_{эм}}{f_{эм}} \cdot 100 \%, \quad (7.4)$$

где  $f_{эм}$  – частота сигнала, заданного калибратором, Гц;  
 $f_{изм}$  – частота сигнала, считанная с монитора СИКН, Гц.

7.4.3.4 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная относительная погрешность при измерении частотного сигнала не выходит за пределы  $\pm 0,001 \%$ .

### 7.4.4 Определение относительной погрешности при измерении массы брутто нефти

7.4.4.1 Относительная погрешность при измерении массы брутто нефти при прямом методе динамических измерений принимается равной относительной погрешности СРМ.

7.4.4.2 Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность СИКН при измерении массы брутто нефти не выходит за пределы  $\pm 0,25 \%$ .

### 7.4.5 Определение относительной погрешности при измерении массы нетто нефти

7.4.5.1 Относительная погрешность при измерении массы нетто нефти определяется по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{(\Delta W_a)^2 + (\Delta W_{мт})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_a + W_{мт} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (5)$$

где  $\delta M$  – относительная погрешность при измерении массы брутто нефти, %;  
 $\Delta W_a$  – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;  
 $\Delta W_{мт}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, %;  
 $\Delta W_{xc}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %;  
 $W_a$  – массовая доля воды в нефти, %;  
 $W_{мт}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %;  
 $W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

7.4.5.2 Абсолютные погрешности измерений в химико-аналитической лаборатории массовой доли воды, механических примесей, хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580–2001.

7.4.5.3 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти не выходит за пределы  $\pm 0,35 \%$ .



## **8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ**

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

8.2 Отрицательные результаты поверки СИКН оформляют в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». При этом выписывается извещение о непригодности к применению СИКН с указанием причин непригодности.

**Раздел 8 (Измененная редакция, Изм. № 1)**

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(рекомендуемое)

Наименования документов на методику поверки СИ, входящих в состав СИКН

Наименование СИ	Наименование документов на методику поверки СИ
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	5ЩО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометр избыточного давления показывающий МП-2У	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромёры, тягомеры, тягонапоромёры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные Deltabar, Cerabar	Методика «Преобразователи давления и уровня измерительные давления измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endress+Hauser OmhN+Co.KG», Германия», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 16.09.2009 г.
Расходомеры массовые Promass	«ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2011 г.; МИ 3151-2008 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопроводной поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR	МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивлений серий TR, TST. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2011 г.
Счетчик нефти турбинный МИГ	Раздел «Методика поверки» документа БН.10-02РЭ «Счетчики нефти турбинные МИГ. Руководство по эксплуатации»
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»; МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	МИ 3001-2006 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные модели 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»; МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»; РД 50-294-81 «Методические указания. Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Контроллер измерительный FloBoss S600+	МП 117-221-2013 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утвержденному ФГУП «УНИИМ» в апреле 2014 г

Наименование СИ	Наименование документов на методику поверки СИ
Барьер искрозащиты серий Z	«Барьеры искрозащиты серии Z фирмы Pepperl+Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки», разработанная и утвержденная ВНИИМС 21 ноября 2001 г.

**Приложение А (введено дополнительно, изм. № 1)**