

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора  
по развитию ФГУП «ВНИИР»



\_\_\_\_\_ А.С. Тайбинский

«30» декабря 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти  
«СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта»

Методика поверки

МП 0493-14-2016

с изменением № 1

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань  
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта» (далее – система) и устанавливает методику её первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

Примечание 1 – Если очередной срок поверки средств измерений (СИ) из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом поверку внеочередную системы не проводят.

*(Измененная редакция, Изм. №1)*

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

*(Измененная редакция, Изм. №1)*

## 2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.02.2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» с диапазоном расхода, обеспечивающим возможность проведения поверки преобразователей расхода, входящих в состав системы, в рабочем диапазоне измерений.

2.2 При проведении поверки СИ в составе системы применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав системы, входящих в состав системы, приведенные в их методиках поверки в соответствии с их описанием типа.

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

*(Измененная редакция, Изм. №1)*

## 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области промышленной безопасности – Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ; Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила

безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101); Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Ростехнадзора от 27 декабря 2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые документы;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом от 21 декабря 1994 г. «О пожарной безопасности» № 69-ФЗ; Федеральным законом от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» № 123-ФЗ; «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» (постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390); СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» с изменением № 2 от 2002 г.; НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (приказ Минтруда России от 24 июля 2013 г. № 328н);

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом от 10.01.2002 г. «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ; Федеральным законом от 24.06.1998 г. «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ и другими действующими законодательными актами на территории Российской Федерации.

- правилами безопасности при эксплуатации применяемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации.

#### 4 Условия поверки

Поверка системы осуществляется на месте её эксплуатации.

При проведении поверки соблюдают условия, приведенные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики (показатели) измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Таблица 2 – Характеристики (показатели) системы и измеряемой среды

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
1	2
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч (т/ч)	от 479 до 2165 (от 400 до 1842)
Количество измерительных линий, шт.	3 (две рабочие и одна контрольно-резервная)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:	
- в режиме измерений	0,2
- в режиме поверки и контроле метрологических характеристик	0,4

Окончание таблицы 2

Режим работы системы	непрерывный
Режим управления запорной арматурой	автоматизированный и ручной
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление, МПа:	
- рабочее	0,2 до 0,75
- минимально допустимое	0,187
- максимально допустимое	0,95
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 3,0 до 40,0
Плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м <sup>3</sup> :	
- при минимальной в течение года температуре нефти	от 851,3 до 870
- при максимальной в течение года температуре нефти	от 820 до 839,7
Температура, °С	от +3,0 до +40,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа, не более	66,7
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электропитания:	
- напряжение переменного тока	380 В, трехфазное, 50 Гц (220±22) В, однофазное, 50 Гц

## 5 Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, а также эксплуатационно-технической документации на систему и СИ, входящие в состав системы.

*(Измененная редакция, Изм. №1)*

### 6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы

6.2.1 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством оператора в следующей последовательности:

- а) включить питание, если питание было выключено;

- б) дождаться после включения питания появления на дисплее главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню выбрать пункт меню «Основные параметры»;
- г) выбрать пункт меню «Просмотр»;
- д) выбрать пункт меню «О программе», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

- а) в окне навигации, расположенном в верхней части экрана монитора АРМ оператора, нажать кнопку «Меню»;
- б) нажать кнопку «Контроль целостности ПО», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

6.2.3 Полученные результаты идентификации ПО системы должны соответствовать данным, указанным в описании типа на систему.

В случае, если идентификационные данные ПО системы не соответствуют данным, указанным в описании типа на систему, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные ПО системы.

*(Измененная редакция, Изм. №1)*

### 6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

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

### 6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с документом на поверку СИ, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность формирования отчетов.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефти.

### 6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы.

Поверку преобразователей расхода турбинные НТМ 10 (далее – ТПР), преобразователей плотности жидкости измерительных модели 7835 (далее – ПП), преобразователей плотности и вязкости жидкости измерительных мод. 7829, влагомеров нефти поточных УДВН-1пм, датчиков температуры ТМТ142R, преобразователей давления измерительных АИР-20/М2, манометров для точных измерений МТИ, манометров показывающих МП, термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4, датчиков давления Метран-150, расходомера-счётчика ультразвукового OPTISONIC 3400, ИВК проводят в соответствии с документами на поверку, приведенными в их описаниях типа.

Примечание 2 – На момент проведения поверки системы, указанные в п.п. 6.5.1 СИ должны быть снабжены разрешительными документами (свидетельства о поверке) или записями о положительных результатах поверки и средствами защиты (пломбировки) в соответствии с их описаниями типа и методиками поверки.

*(Измененная редакция, Изм. №1)*

6.5.2 Определение относительной погрешности системы при измерениях массы брутто нефти

6.5.2.1 Относительную погрешность системы при измерениях массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти с помощью ТПР и ПП с учетом относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы брутто нефти ИВК и вычисляют по формуле:

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

- где  $\delta V$  - относительная погрешность измерений объема нефти, %.  
 За  $\delta V$  принимают относительную погрешность ТПР, если сумма остальных составляющих погрешностей измерений нефти является несущественной в соответствии с ГОСТ 8.009-84 «ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений»;
- $\delta \rho$  - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- $\Delta T_\rho, \Delta T_v$  - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;
- $\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (приложение А, ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»);
- $\delta N$  - пределы допускаемой относительной погрешности ИВК;
- $G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2\beta T_v}{1 + 2\beta T_\rho} \quad (2)$$

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

6.5.2.2 Относительная погрешность системы при измерениях массы брутто нефти  $\delta M_{бр}$  не должна превышать  $\pm 0,25$  %.

6.5.3 Определение относительной погрешности системы при измерениях массы нетто нефти.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности системы при измерениях массы нетто нефти проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_n$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{мв}^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{хс}^2}{\left(1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{хс}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

- где  $\Delta W_{мв}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;
- $\Delta W_{мп}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;
- $\Delta W_{хс}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;
- $W_{мв}$  - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;
- $W_{мп}$  - максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;
- $W_{хс}$  - максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где  $R$  и  $r$  - воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;
- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Воспроизводимость метода  $R$  определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному  $r$  значению сходимости.

6.5.3.2 Относительная погрешность системы при измерениях массы нетто нефти  $\delta M_n$  не должна превышать  $\pm 0,35$  %.

*(Измененная редакция, Изм. №1)*

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – Порядок проведения поверки средств измерений).

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Порядком проведения поверки средств измерений.