

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

«26» 04 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 468

АО «ПРОМСФЕРА»

Методика поверки

МП 0930-14-2019

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев

Тел.: +7 (843) 299-72-00

Казань
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Черепанов М.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 468 АО «ПРОМСФЕРА» (далее – СИКН) с заводским номером 01 и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Поверку средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН, проводят с периодичностью указанной в их свидетельстве об утверждении типа.

Примечание – Для СИ, имеющих сертификат об утверждении типа, интервал между поверками приводится в описании типа.

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
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	7.4	Да	Да

2. Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Минпромторга РФ от 07.02.2018 № 256 (часть 2), с диапазоном расхода, обеспечивающим возможность проведения поверки преобразователей расхода, входящих в состав СИКН, в рабочем диапазоне расхода.

2.2 При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН и приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

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

3. Требования к квалификации поверителей

3.1 Поверку СИКН проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию по эксплуатации на поверяемую СИКН и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

4. Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности помещение СИКН относится к категории А свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», а по классу взрывопожарных зон – В-1а по Правилам устройства электроустановок, по категории и группе взрыво-пожароопасной смеси – ПА - ТЗ по ГОСТ 30852.13-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)».

Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются инструкция по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ, регламент взаимоотношений между диспетчерскими службами принимающей и сдающей сторон.

5. Условия поверки

5.1 Поверка СИКН проводится на месте ее эксплуатации в диапазоне измерений расхода, указанном в описании типа на СИКН.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

5.2 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие параметров измеряемой среды, указанных в таблице 2, проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 400 до 1400
Параметры измеряемой среды:	
- измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
- температура, °С	от +6 до +36
- давление, МПа	от 0,2 до 0,8
- плотность, кг/м ³	от 830 до 880
- вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 6 до 50
- массовая доля воды, %, не более	1,0
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
- содержание свободного газа	не допускается

6. Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки, СИКН и СИ, входящих в состав СИКН, осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

7. Проведение поверки

7.1 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, препятствующих применению СИКН;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации;
- СИ, входящие в состав СИКН, должны иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

При получении отрицательных результатов по 7.1 поверку СИКН прекращают, на СИКН оформляют извещение о непригодности согласно 8.3.

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

7.2.1 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных ОМНИ 6000 (далее – ИВК) проводят в следующей последовательности:

- включить питание, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее меню;

- на клавиатуре, расположенной на передней панели ИВК, нажать последовательно кнопки «Status» и «Enter»;

- в появившемся на дисплее меню, используя кнопку «↓», перейти к пунктам «Revision №», «Checksum», отображающих информацию о ПО.

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «Rate» АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

- в верхней центральной части экрана монитора АРМ оператора СИКН, нажать на вкладку «Версия»;

- на экране появится диалоговое окно «О программе» с информацией о наименовании и версии ПО.

Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным, указанным в описании типа на СИКН.

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

При повторном несоответствии идентификационных данных ПО СИКН поверку СИКН прекращают, на СИКН оформляют извещение о непригодности согласно 8.3.

7.3 Опробование

7.3.1 Опробование проводят в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчетов следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на элементах СИКН и средствах поверки;

- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;

- используя принтер компьютера АРМ оператора СИКН, распечатываются пробные отчеты (оперативные, суточные отчеты).

7.3.2 Проверяют герметичность СИКН.

При визуальном осмотре проверяют отсутствие утечек измеряемой среды через элементы оборудования и СИ СИКН.

На элементах оборудования и СИ СИКН не должно наблюдаться следов измеряемой среды.

При обнаружении следов измеряемой среды на элементах оборудования или СИ поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки измеряемой среды.

При получении отрицательных результатов по 7.3 поверку СИКН прекращают, на СИКН оформляют извещение о непригодности согласно 8.3.

7.4 Определение метрологических характеристик

7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 3.

Таблица 3

Наименование СИ	Документ
Счетчики жидкости камерные лопастные Smith Meter исполнения K12 модели S3 (далее - ПР) (регистрационный № 64790-16)	МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Преобразователь расхода роторный FBV 612 (регистрационный № 68285-17)	МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационные №№ 14061-99, 14061-04)	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 2088 (регистрационные №№ 16825-02, 16825-08)	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный № 22257-01)	ГОСТ 8.461-82 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры (регистрационный № 14683-00)	МИ 2470-2000 «ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы «Fisher-Rosemount», США. Методика периодической поверки»
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее - ПП) (регистрационный № 15644-01)	МИ 2326-95 «ГСИ. Датчики плотности жидкости вибрационные поточные фирмы «Шлюмберже». Методика поверки»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм (регистрационный № 14557-01)	МИ 2366-96 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000 (регистрационный № 15066-09)	МИ 3156-2008 «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 (регистрационный № 303-91)	ГОСТ 8.279 -78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МТИ (регистрационный № 1844-63)	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-06)	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки». 5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2006г.

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	Документ
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11)	5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011г.
Манометр избыточного давления показывающий МП-У (регистрационный № 10135-10)	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97 (регистрационный № 22214-01)	Документ «Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97. Методика поверки», утвержден ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» от 02.10.2001 г.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», вычисляют по формуле

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

где δV – относительная погрешность измерений объема нефти ПР, % (из свидетельства о поверке);

$\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляется по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \cdot 100, \quad (2)$$

$\Delta \rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешность ПП или погрешность измерений плотности нефти ареометром (из свидетельства об аттестации методики измерений плотности нефти ареометром в лаборатории), кг/м³;

ρ_{\min} – минимальное значение плотности нефти из диапазона плотности СИКН, кг/м³;

$\Delta T_p, \Delta T_v$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;

β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (определяется по таблице 4);

δN – относительная погрешность ИВК при преобразовании входных электрических сигналов в значение массы нефти, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (3)$$

где T_p, T_v – температура нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С.

Таблица 4

ρ , кг/м ³	β , 1/°C	ρ , кг/м ³	β , 1/°C
830,0 – 839,9	0,00086	860,0 – 869,9	0,00079
840,0 – 849,9	0,00084	870,0 – 879,9	0,00076
850,0 – 859,9	0,00081	880,0 – 889,9	0,00074

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН не должна превышать $\pm 0,25\%$.

7.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти СИКН δM_H , %, вычисляют в соответствии с ГОСТ Р 8.595, по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

- где δM_B – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти при измерениях в лаборатории, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

- ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{\varphi_{XC}}}, \quad (6)$$

- $\rho_{\varphi_{XC}}$ – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³;

- $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³, вычисляется по формуле

$$\Delta \varphi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

- $\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

- R_B ,
 $R_{МП}$
 R_{XC} – воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей» и ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» соответственно (воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей R_{XC} принимают

- равной удвоенному значению сходимости r_{xc});
- r_B – сходимость (повторяемость) методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно;
- r_{xc} – сходимость (повторяемость) методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно;
- $r_{мп}$ – сходимость (повторяемость) методов определения массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно;
- W_B – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории, %;
- W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле
- $$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho_{\varphi_{xc}}}, \quad (9)$$
- φ_{xc} – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³ (г/м³);
- $W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,35$ %.

8. Оформление результатов поверки

8.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в Приложении А.

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН 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 СИ).

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают:

- диапазон измерений расхода измеряемой среды через СИКН;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

8.3 При отрицательных результатах поверки выдают извещение о непригодности в соответствии с порядком проведения поверки СИ.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование, тип средства измерений: _____
 Изготовитель: _____
 Заводской номер: _____
 Владелец: _____
 Наименование и адрес заказчика: _____
 Методика поверки: _____
 Место проведения поверки: _____
 Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр: _____ (соответствует/не соответствует 7.1)
2. Подтверждение соответствия ПО СИКН: _____ (соответствует/не соответствует 7.2)
3. Опробование: _____ (соответствует/не соответствует 7.3)
4. Определение метрологических характеристик

4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Таблица А.1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta V, \%$	G	$T_V, ^\circ\text{C}$	$T_\rho, ^\circ\text{C}$	$\beta, 1/^\circ\text{C}$	$\Delta\rho, \text{кг/м}^3$	$\rho_{min}, \text{кг/м}^3$	$\delta_\rho, \%$	$\Delta T_V, ^\circ\text{C}$	$\Delta T_\rho, ^\circ\text{C}$	$\delta N, \%$	$\delta M_B, \%$

Результат вычислений относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН установленным пределам: _____ (соответствует/не соответствует)

4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН

Таблица А.2 – Результаты измерений и вычислений

$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta M_H, \%$

Результат вычислений относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН установленным пределам: _____ (соответствует/не соответствует)

Дата поверки _____

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.