

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

«06» декабря 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 719


ПСП «Станция смешения нефти»

Методика поверки

МП 0719-14-2017

с изменением № 1

Начальник НИО-14


Р.Н. Груздев

Тел. (843) 299-70-52

РАЗРАБОТАНА ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛЬ Фролов Э.В.

УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки предназначена для проведения поверки средства измерений (СИ) «Система измерений количества и показателей качества нефти № 719 ПСП «Станция смешения нефти» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Первичная поверка СИКН выполняется согласно части 1 ст. 13 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и Приказа Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815 до ввода ее в эксплуатацию, а также после ее ремонта.

Периодическая поверка СИКН проводится в процессе ее эксплуатации.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

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 ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки преобразователей расхода турбинных НТМ (далее – ПР), входящих в состав СИКН, во всем диапазоне измерений.

2.2 Средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

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

(Измененная редакция, Изм. № 1)

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 III в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

4 Требования безопасности

4.1 При проведении испытаний 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.

4.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» помещение блок-бокса блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК) относится к категории А, площадка блока измерительных линий (БИЛ) и узла подключения передвижной поверочной установки (ППУ) – А, операторная – Д, по классу взрывоопасных зон согласно Правилам устройства электроустановок – помещение блок-бокса БИК относится к классу В-1а, площадка БИЛ и узла подключения ППУ – В-1а, согласно ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон» система относится к классу 2. В соответствии с ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам» нефть относится к категории взрывоопасной смеси - ПА. В соответствии с ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения» нефть относится к группе взрывоопасной смеси ТЗ.

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

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

4.5 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.

4.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются инструкция по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ.

5 Условия поверки

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

5.2 Метрологические и основные технические характеристики СИКН при проведении поверки на месте эксплуатации должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2 и таблице 3 соответственно.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 556 до 3040
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - минимально допустимое - рабочее - максимально допустимое	0,2 от 0,3 до 0,7 0,7
Температура измеряемой среды, °С	от +1,0 до +50,0
Плотность измеряемой среды, кг/м ³ : - при минимальной в течение года температуре измеряемой среды - при максимальной в течение года температуре измеряемой среды	от 893,0 до 900,0 от 770,0 до 786,0
Вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 1 до 50
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Массовая доля серы, %, не более	1,1
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 однофазное 380 трехфазное 50±1
Режим управления: - запорной арматурой БИЛ - регуляторами расхода	автоматизированный автоматический
Температура воздуха внутри помещения БИК, °С	от +5 до +28
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный

6 Подготовка к поверке

6.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, документами на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

7.1.1.1 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

7.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

– на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений препятствующих ее применению и проведению поверки;

– надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

– СИ, входящие в состав СИКН, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методиками поверки и (или) МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

7.1.2 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав СИКН.

7.1.3 СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН

7.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство оператора. РХ.7000.01.02 РО».

7.2.2.1 Для просмотра версии ПО, контрольной суммы, общего времени работы и других сведений необходимо в строке меню выбрать «Контекстное меню» (3 вертикальных точки в правом верхнем углу экрана), затем выбрать пункт «О программе». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК.

7.2.2.2 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа СИКН для ИВК.

7.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора.

7.2.3.1 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН проводят в соответствии с Инструкцией пользователя АРМ оператора.

7.2.3.2 Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН необходимо на экране монитора компьютера АРМ оператора СИКН нажать правой кнопкой мыши на эмблеме организации в правом верхнем углу.

7.2.3.3 На экране откроется панель, содержащая информацию о наименовании ПО, номере версии ПО, имени файла и его контрольной суммы.

7.2.3.4 Результат подтверждения соответствия ПО АРМ оператора считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа СИКН для АРМ оператора.

7.3 Опробование

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

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

7.3.3 Проверяют герметичность СИКН.

7.3.4 На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

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

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

7.4.1.1 Определение метрологических характеристик ТПР (регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 56812-14), преобразователей давления измерительных 3051 (регистрационные № 14061-10, 14061-15), датчиков температуры Rosemount 3144P (регистрационный № 39539-08), преобразователей плотности и вязкости жидкости измерительных (мод. 7827, 7829) (регистрационный № 15642-06), плотномеров фирмы Шлюмберже, состоящих из преобразователя плотности типа 7835 и центрального блока обработки информации типа 7925 (регистрационный № 13424-92), влагомеров нефти поточных УДВН-1пм (регистрационный № 14557-05), расходомера ультразвукового UFM 3030 (регистрационный № 48218-11), анализатора серы общей рентгеноабсорбционного в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX ХТ (регистрационный № 47395-11), ИВК (регистрационный № 53852-13), показывающих средств измерений температуры и давления, преобразователей плотности жидкости измерительных модели 7835 (регистрационный № 15644-01), преобразователей плотности жидкости измерительных модели 7835 (регистрационный № 52638-13) проводят в соответствии с документами на поверку и с

периодичностью, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

7.4.1.2 Результат поверки СИКН считают положительным, если все СИ, входящие в состав СИКН, на момент проведения поверки СИКН поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

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

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

где δ_V – относительная погрешность измерений объема нефти, %. За δ_V принимают относительную погрешность ПР, если сумма остальных составляющих погрешностей измерений нефти является несущественной в соответствии с ГОСТ 8.009-84 «ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений»;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$ (приложение А ГОСТ Р 8.595);

T_ρ, T_V – температура нефти на момент поверки при измерениях плотности и объема нефти соответственно, $^\circ\text{C}$;

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением ПП, %, вычисляют по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \cdot 100, \quad (3)$$

где $\Delta \rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя плотности, $\text{кг}/\text{м}^3$ (из свидетельства о поверке преобразователя плотности);

ρ_{\min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – абсолютные погрешности измерений температуры T_ρ, T_V , $^\circ\text{C}$;

δN – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %.

7.4.2.2 Значения относительных и абсолютных погрешностей составляющих формулы (1) подтверждают свидетельствами об утверждении типа СИ и действующими свидетельствами о поверке.

7.4.2.3 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25$ %.

7.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

7.4.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

7.4.3.2 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

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

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, определенная по формуле (7);

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, определенная по формуле (7);

$\Delta W_{ХС}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{ХС}}{\rho_{\varphi_{ХС}}}, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{ХС}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, вычисляемая по формуле (7), мг/дм³;

$\rho_{\varphi_{ХС}}$ – плотность нефти при условиях измерений $\varphi_{ХС}$, кг/м³;

W_B – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенная в лаборатории;

$W_{ХС}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

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

где $\varphi_{ХС}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории;

$\rho_{\varphi_{ХС}}$ – плотность нефти при условиях измерений $\varphi_{ХС}$, кг/м³.

7.4.3.3 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».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимост метода определения соответствующего показателя качества нефти.

7.4.3.5 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».

(Измененная редакция, Изм. № 1)

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

Примечания

1. Абсолютную погрешность измерений плотности нефти при расчете значений абсолютных погрешностей измерений массовых долей воды и хлористых солей не учитывают ввиду ее малого влияния.

2. Погрешность δM_H достигает максимального значения при максимальных значениях массовых долей воды, хлористых солей, механических примесей и минимальном значении плотности нефти.

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

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 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 средств измерений).

8.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Порядком проведения поверки СИ.

8.3 Особенности конструкции СИКН не позволяют нанести знак поверки непосредственно на СИКН. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или на паспорт (формуляр) СИКН.

(Измененная редакция, Изм. № 1)