

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ»
(ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»)
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ – МЕТРОЛОГИЯ»
(АО «ТРАНСНЕФТЬ – МЕТРОЛОГИЯ»)

«СОГЛАСОВАНО»



Главный инженер

АО «Транснефть - Метрология»

И.Ф. Гибаев

06 2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 495
на ПСП «Нижекамск» МН «НПС «Калейкино» - Нижекамский НПЗ»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0004-ТНМ-2022

г. Москва
2022

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 495 на ПСП «Нижнекамск» МН «НПС «Калейкино» - Нижнекамский НПЗ» (далее – СИКН), заводской № 152, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

СИКН соответствует требованиям к средству измерений (далее – СИ), установленным 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 Росстандарта от 07.02.2018 № 256, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

Метрологические характеристики СИ, входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН определяются на месте эксплуатации расчетным методом.

Если очередной срок поверки измерительного компонента из состава СИКН, наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки измерительного компонента, то поверяют только этот измерительный компонент, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений СИКН не может превышать диапазон измерений, указанный в описании типа СИКН.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Обязательность выполнения операций при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	Да	Да	6
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Да	Да	7.1
Опробование	Да	Да	7.3
Определение метрологических характеристик	Да	Да	8
Подтверждение соответствия метрологическим требованиям	Да	Да	9

Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

3.2 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения работ	Перечень рекомендуемых средств поверки
п.7.1, 7.2 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Температура окружающей среды в диапазоне измерений от -10 до 60 °С с допускаемой абсолютной погрешностью $\pm 0,4$ °С; Относительная влажность воздуха в диапазоне от 10 до 98 % с погрешностью ± 3 %	Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 44744-10)
п. 9 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с частью 2 ГПС № 256 от 07.02.2018, утвержденной приказом Росстандарта (установка трубопоршневая (далее – ТПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %). Комплекс измерительно-вычислительный (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициентов преобразования $\pm 0,025$ %, преобразования сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти $\pm 0,05$ % Поточный преобразователь плотности (далее - ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³ . Преобразователи избыточного давления (далее – ДД) с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %. Датчики температуры (далее – ДТ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, OGSB (регистрационный № 62207-15), Установка трубопоршневая Сапфир МН-500 (регистрационный № 41976-09), Преобразователь плотности жидкости измерительный CDM 100P (регистрационный № 63515-16), Преобразователь избыточного давления 3051TG (регистрационный № 14061-15), Датчик температуры 644 (регистрационный № 39539-08), Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17),

Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице 2.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27.12.2012 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»,
СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории Российской Федерации;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации.

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

Средства поверки и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. 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.

6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- состав СИКН должен соответствовать эксплуатационной 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 их эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если СИКН соответствует вышеперечисленным требованиям.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ) проводят с применением прибора комбинированного, Testo-622, (регистрационный № 44744-10).

7.2 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 2) и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в ФИФ ОЕИ информации о положительных результатах поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если

это предусмотрено их описанием типа.

Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФ ОЕИ проверяют информацию о периодической аттестации.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие СИ в составе СИКН в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на СИ СИКН и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора.

7.3.2 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.3.1 методики поверки.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН проводят в соответствии с руководством оператора.

Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО СИКН соответствуют указанным в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

Проверяют у СИ, входящих в состав СИКН, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа.

Перечень СИ, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

Результат проверки считают положительным, если СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки.

9.2 Определение диапазона измерений массового расхода нефти СИКН

Определение диапазона измерений массового расхода СИКН проводят путем анализа результатов поверки счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion CMF, установленных на рабочих и резервных измерительных линиях СИКН. За минимальное значение расхода через СИКН принимают наименьшее из значений массового расхода через измерительную линию. За максимальное значение расхода через СИКН принимают сумму наибольших значений массового расхода через рабочие и резервную измерительные линии.

9.3 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы брутто нефти

Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти проводят в соответствии с ГОСТ Р 8.587-2019. Согласно ГОСТ Р 8.587-2019 при прямом методе динамических измерений массы брутто нефти, за погрешность измерений принимается значение погрешности СРМ.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25\%$.

9.4 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.587-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta_{Mn}, \%$, вычисляют по формуле

$$\delta_{Mn} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{M6})^2 + \frac{(\Delta_{Wb})^2 + (\Delta_{W_{МП}})^2 + (\Delta_{W_{XC}})^2}{\left[1 - \frac{W_b + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right]^2}}, \quad (35)$$

где Δ_{Wb} – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta_{W_{МП}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta_{W_{XC}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

W_b – массовая доля воды в нефти, %;

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

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов». Для доверительной вероятности $P=0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений $\Delta, \%$ массовая доля, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (36)$$

где R – воспроизводимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %;

r – сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти $\Delta_{Wb}, \%$, вычисляют по формуле

$$\Delta_{Wb} = \sqrt{\frac{R_b^2 - 0,5 \cdot r_b^2}{2}}, \quad (37)$$

где R_b – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», выраженная в массовых долях, %;

r_b – сходимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти, при измерении влагосодержания нефти поточным влагомером, $\Delta_{Wb}, \%$, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_B} = \frac{\Delta\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho} \quad (38)$$

где $\Delta\varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти, поточным влагомером, %;

ρ_B – плотность воды, кг/м³;

ρ – плотность нефти при условиях измерений объемной доли воды, кг/м³.

Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta_{W_{мп}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{мп}} = \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (39)$$

где $R_{мп}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», выраженная в массовых долях, %;

$r_{мп}$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} . Значение сходимости $r_{xcм}$, выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcм}}{\rho_{изм}^д}, \quad (40)$$

где $\rho_{изм}^д$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м³.

Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta_{W_{xc}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{изм}^д \cdot \sqrt{2}}. \quad (41)$$

Массовую долю хлористых солей в нефти W_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_{изм}^д}, \quad (42)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

Допускается выполнять определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти и относительной погрешности измерений массы нетто нефти с помощью автоматизированных средств расчета.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9 методики поверки, а именно:

- СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;

- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %;

- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35\%$;

СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

11 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

Ведущий инженер



Е.Ю. Целищева