

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

УТВЕРЖДАЮ

И.о. директора филиала

А.С. Тайбинский

«18» 12 2020 г.

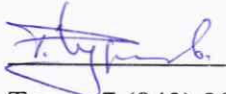


Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 468
Методика поверки

МП 1184-14-2020

Начальник отдела НИО-14


Р.Р. Нурмухаметов
Тел.: +7 (843) 299-72-00

Казань
2020

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Черепанов М.В.
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 468 (далее – СИКН) с заводским № 01 и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений в соответствии с требованиями Государственной поверочной схемы (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256.

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.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

2 Перечень операций поверки средства измерений

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 средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да

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 таблице 2.

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

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти*, м ³ /ч	от 400 до 2100
Параметры измеряемой среды: - измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 (ГОСТ 31378-2009) «Нефть. Общие технические условия»
- температура, °С	от +6 до +36
- давление, МПа	от 0,2 до 0,8
- плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 830 до 880
- вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 6,0 до 50,0
- массовая доля воды, %, не более	0,5
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
- массовая доля серы, %, не более	1,8
- давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
- содержание свободного газа	не допускается
*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

Номер пункта методики поверки	Обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Рекомендуемое средство поверки
7.3	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы 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 (установка трубопоршневая (далее – ПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %).	Установка поверочная CALIBRON серий S модели S 85 (регистрационный № 49021-12)

4.2 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

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 – Федеральные нормы и правила 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»), Руководство 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 нормативными документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), 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 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ. - 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:

- 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.

Результат считают положительным, если СИКН соответствует вышеперечисленным требованиям.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

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

Проверяют наличие информации о результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) и(или) свидетельств о поверке (свидетельств об аттестации) и(или) знаков поверки и на все средства поверки.

7.2 Проверяют герметичность СИКН.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек 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

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

- проверяют наличие электропитания на компонентах 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.

- проводят опробование счетчиков жидкости камерных лопастных Smith Meter исполнения K12 модели S3 (далее – ПР), входящих в состав СИКН, с применением ПУ. При любом значении расхода из рабочего диапазона ПР проводят не менее трех последовательных измерений. При каждом измерении, в соответствии с методикой поверки ПР, определяют фактическое значение коэффициента преобразования ПР. Определяют относительное отклонение значения коэффициента преобразования по формуле

$$\delta K = \frac{K_{\text{тек}} - K_{\text{уст}}}{K_{\text{уст}}} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где $K_{\text{тек}}$ – значение коэффициента преобразования ПР, фактически определенное в текущей точке расхода, имп/м^3 ;

$K_{\text{уст}}$ – значение коэффициента преобразования ПР, вычисленное комплексом измерительно-вычислительным ТН-01 (далее – ИВК), имп/м^3 .

Примечание – При периодической поверке СИКН опробование ПР допускается не проводить, если с момента последнего контроля метрологических характеристик ПР прошло не более одного межконтрольного интервала.

7.4 Результат считают положительным, если:

- компоненты СИКН функционируют и взаимодействуют в штатном режиме;
- элементы СИКН обеспечены электропитанием;
- на элементах и компонентах отсутствуют следы нефти;
- абсолютное значение относительного отклонения значения коэффициента преобразования по результатам опробования ПР не превышает $\pm 0,15\%$ для рабочего и $\pm 0,10\%$ для контрольного ПР.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

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

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

9 Определение (контроль) метрологических характеристик

9.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН

Проверяют у измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, наличие информации о результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - ФИФ ОЕИ) и действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке, и (или) записи в паспортах (формулярах), заверенные подписью поверителя и знаком поверки.

Перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

Входящие в состав СИКН измерительные компоненты на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных измерительных компонентов.

Результат проверки считают положительным, если измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) запись в паспортах (формулярах).

9.2 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При получении положительных результатов по 9.1 настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,25\%$.

9.3 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δm_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta m_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{М.В}^2 + \Delta W_{М.П}^2 + \Delta W_{Х.С}^2}{\left(1 - \frac{W_{М.В} + W_{М.П} + W_{Х.С}}{100}\right)^2}}, \quad (2)$$

где δm – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_{М.В}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{М.В} = \pm \frac{\sqrt{R_{М.В}^2 - 0,5 \cdot r_{М.В}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

$R_{М.В}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», %;

$r_{М.В}$ – повторяемость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с

ГОСТ 2477, %;

$\Delta W_{\text{м.п}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{\text{м.п}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{м.п}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{м.п}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

$R_{\text{м.п}}$ – воспроизводимость метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», %;

$r_{\text{м.п}}$ – сходимости метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370, %;

$\Delta W_{\text{х.с}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{\text{х.с}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{х.с}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{х.с}}^2}}{\rho_{\text{изм}} \cdot \sqrt{2}}, \quad (5)$$

$R_{\text{х.с}}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» (принимают равной удвоенному значению сходимости $r_{\text{х.с}}$), мг/дм³;

$r_{\text{х.с}}$ – сходимости метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534, мг/дм³;

$W_{\text{м.в}}$ – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 2477, %;

$W_{\text{х.с}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная по формуле

$$W_{\text{х.с}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{х.с}}}{\rho_{\text{изм}}}, \quad (6)$$

$\varphi_{\text{х.с}}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534 (метод А);

$\rho_{\text{изм}}$ – плотность нефти при условиях измерений, $\varphi_{\text{х.с}}$, кг/м³;

$W_{\text{м.п}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 6370, %.

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

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по 9 СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно Приложению А. При оформлении протокола средствами вычислительной техники и вручную допускается форму протокола представлять в измененном виде.

Сведения о результатах поверки СИКН передаются в ФИФ ОЕИ аккредитованным на поверку лицом, проводящим поверку.

11.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

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

К свидетельству о поверке СИКН прикладывают:

- перечень автономных измерительных блоков, в который включают перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, с указанием их заводских номеров;
- протокол поверки СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

11.3 При отрицательных результатах поверки выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

11.4 В случае периодической или внеочередной поверки измерительного компонента приложенное свидетельство о поверке измерительного компонента заменяют на новое.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование, тип средства измерений: _____

Изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

А.1. Внешний осмотр средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 6)

А.2. Опробование: _____ (соответствует/не соответствует 7.3)

А.3. Проверка программного обеспечения средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 6.2)

А.4. Определение (контроль) метрологических характеристик

А.4.1 Метрологические характеристики измерительных компонентов, установленным при утверждении типа характеристикам _____ (соответствуют/не соответствуют 9.1)

А.4.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.2 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

А.4.3 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.3 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

Дата поверки _____

_____ должность лица, проводившего поверку

_____ подпись

_____ Ф.И.О.