

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
ИМ.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

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»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора филиала



А.С. Тайбинский

М.П.

« 22 » июля 2024 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 812

Методика поверки

МП 1656-14-2024

Начальник научно-
исследовательского отдела

Р.Р. Нурмухаметов

Тел. отдела: (843) 299-72-00

г. Казань
2024 г.

РАЗРАБОТАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Загидуллин Р.И.

СОГЛАСОВАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

ВЗАМЕН

МП 0759-14-2018

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 812 (далее – СИКН) и устанавливает объем, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок СИКН на месте ее эксплуатации.

Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений в соответствии с требованиями Государственной поверочной схемы (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356, обеспечивающим передачу единицы массового и объемного расхода жидкости, массы и объема жидкости в потоке от рабочего эталона 1-го и 2-го разряда и прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы массы (килограмма) ГЭТ 3-2020 и Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

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

По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, допускается проведение поверки СИКН в части отдельных измерительных каналов (ИК) массы и массового расхода нефти.

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические требования

Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности при применении в качестве рабочего средства измерений
от 20 до 60 т/ч	при измерениях массы брутто нефти $\pm 0,25$ %; при измерениях массы нетто нефти $\pm 0,35$ %

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Проведение операции при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняются операции поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Контроль условий поверки	Да	Да	7.2
Опробование средства измерений	Да	Да	7.3
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят до устранения выявленных несоответствий.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации.

3.2 Характеристики СИКН, условия эксплуатации и параметры нефти при проведении поверки должны соответствовать, приведенным в описании типа СИКН.

3.3 Соответствие параметров нефти проверяют по данным паспорта качества нефти.

3.4 При определении метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти соблюдают следующие условия:

- определение метрологических характеристик проводят на месте эксплуатации;
- изменение массового расхода нефти при выполнении измерений в точке расхода не должно превышать $\pm 2,5$ % от установленного значения;
- регулирование массового расхода проводят при помощи регулятора расхода, расположенного после рабочего эталона и (или) на измерительных линиях. Допускается вместо регулятора расхода использовать запорную арматуру.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

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

Таблица 3 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Рекомендуемые типы средств поверки
Пункт 7.2 Контроль условий поверки	Средство измерений температуры окружающего воздуха с диапазоном измерений, обеспечивающим измерение температуры окружающего воздуха в условиях эксплуатации СИКН	Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7 (регистрационный номер 71394-18) Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11)
Раздел 9 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Рабочий эталон 1 или 2 разряда по части 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 (установка поверочная с расходомером (расходомерами), утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26.09.2022 № 2356 с пределом допускаемой относительной погрешности не более 0,10 % Система обработки информации с пределами допускаемой относительной погрешности расчета (вычислений) коэффициентов преобразования и поправочных коэффициентов преобразователей расхода $\pm 0,025$ %	Установка эталонная мобильная «ПАКВиК-2» (далее – ПУ) (регистрационный номер 71746-18) Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (регистрационный номер 64224-16)
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда:
 - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ;
- в области промышленной безопасности:
 - Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
 - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»);
 - другие действующие законодательные акты и отраслевые нормативные документы;
- в области пожарной безопасности:
 - Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
 - Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
 - Постановление Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:
 - Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены Приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»;
 - Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии (утверждены Приказом Минэнерго РФ от 12.08.2022 № 811 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии»);
- в области охраны окружающей среды:
 - Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
 - Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

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

6.1.2 При проверке внешнего вида должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- на компонентах СИКН не должно быть видимых дефектов, способных оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.2 При внешнем осмотре ИК массы и массового расхода нефти устанавливают соответствие счетчика-расходомера массового Micro Motion, состоящего из первичного измерительного преобразователя модели CMF300 и электронного преобразователя модели 2700 (далее – СРМ), входящего в состав ИК, следующим требованиям:

- комплектность должна соответствовать перечню, указанному в эксплуатационных документах;

- должны отсутствовать механические повреждения, препятствующие его применению, дефекты внешних покрытий, ухудшающих его внешний вид;
- надписи и обозначения, нанесенные на корпусе (маркировочной табличке), должны быть четкими и соответствовать требованиям эксплуатационных документов;
- должны отсутствовать нарушения герметичности кабельных вводов в электронном преобразователе, видимые повреждения кабелей.

6.3 СИКН, непрошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается до устранения выявленных дефектов.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

7.1.1 Проверяют герметичность СИКН.

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

7.1.2 Проверяют наличие действующих свидетельств об аттестации эталонов и/или наличие сведений о положительных результатах поверки средств измерений, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и/или знаков поверки, нанесенных на средства измерений, и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) средств измерений, заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки, применяемых при проведении поверки.

7.1.3 Подготавливают средства поверки согласно их эксплуатационных документов.

7.1.4 СРМ и ПУ подключают друг с другом последовательно, подготавливают технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность.

7.1.5 Устанавливают или проверяют достоверность и правильность ранее введенных в электронный преобразователь СРМ коэффициентов:

- градуировочный коэффициент СРМ;
- коэффициент коррекции СРМ;
- значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала СРМ или коэффициент преобразования СРМ.

7.1.6 Устанавливают или проверяют достоверность и правильность ранее введенного в ИВК и/или автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала СРМ или коэффициент преобразования СРМ, $K_{ПМ}$, имп/т, соответствующий установленному значению в электронном преобразователе СРМ или вычисляемый по формуле

$$K_{ПМ} = \frac{f_M \cdot 3600}{Q_M}, \quad (1)$$

где f_M – значение частоты, установленное в электронном преобразователе СРМ, Гц;

Q_M – значение массового расхода, установленное в электронном преобразователе СРМ, т/ч.

7.1.7 Вводят в память ИВК и/или АРМ оператора СИКН необходимые данные для обработки результатов измерений или проверяют достоверность и правильность ранее введенных данных.

7.1.8 При рабочем давлении проверяют герметичность системы, состоящей из СРМ и ПУ. При этом не допускается появление капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин.

7.1.9 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки нефти, влияющие на результаты измерений при определении метрологических характеристик (МХ) ИК массы и массового расхода нефти.

7.1.10 Проводят установку нуля СРМ и счетчика-расходомера массового, входящего в состав ПУ (далее – ЭСРМ) согласно их эксплуатационным документам.

7.2 Контроль условий поверки

Проводят контроль условий поверки. Условия при поверке должны соответствовать требованиям раздела 3 настоящей методики поверки.

7.3 Опробование средства измерений

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

- проверяют наличие электропитания элементов СИКН и средств измерений;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и контроллерами измерительными FloBoss S600+ (далее – ИВК), ИВК и АРМ оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора СИКН;
- проверяют работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;
- используя печатающее устройство с ИВК и АРМ оператора СИКН, распечатывают пробные отчеты (протоколы поверки и другие отчеты).

7.3.2 Опробование при определении МХ ИК массы и массового расхода нефти комплектным способом.

7.3.2.1 Опробование проводят совместно со средствами поверки, применяемыми при определении МХ.

7.3.2.2 Устанавливают массовый расход нефти в пределах диапазона измерений ИК массы и массового расхода нефти.

7.3.2.3 Наблюдают на дисплее АРМ оператора СИКН значения следующих параметров:

- массового расхода нефти, измеряемого СРМ;
- частоты выходного сигнала СРМ;
- массового расхода нефти, измеряемого ПУ;
- частоты выходного сигнала ЭСРМ, входящего в состав ПУ.

Примечание – Опробование по п.7.3.2 проводят только при определении МХ ИК массы и массового расхода нефти комплектным способом.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) ИВК и АРМ оператора СИКН, входящих в состав СИКН, сведениям, приведенным в описании типа СИКН.

8.2 Определение идентификационных данных ПО ИВК проводят в следующей последовательности:

- в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню 5 «SYSTEM SETTINGS»;
- нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню 7 «SOFTWARE VERSION»;
- нажатием клавиши «Стрелка вправо» и «Стрелка влево» получить

идентификационные данные с дисплея:

VERSION CONTROL FILE CSUM – цифровой идентификатор ПО;

VERSION CONTROL APPLICATION SW – номер версии (идентификационный номер ПО).

8.3 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора.

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора необходимо на мониторе АРМ оператора в правом нижнем углу окна программы нажать вкладку «Версия ПО». В открывшемся окне отобразятся идентификационные данные:

«Наименование программного обеспечения» – идентификационное наименование ПО;

«Версия программного обеспечения» – номер версии (идентификационный номер) ПО;

«Контрольная сумма (CRC32)» – цифровой идентификатор ПО.

8.4 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора СИКН соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1 Проверяют наличие сведений о положительных результатах поверки, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, а также, при наличии, знаков поверки, нанесенных на средства измерений (измерительные компоненты), и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) средств измерений (измерительных компонентов), заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки, средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав СИКН (за исключением СРМ, входящих в состав ИК массы и массового расхода нефти, – в случае определения МХ ИК массы и массового расхода нефти комплектным методом).

Средства измерений (измерительные компоненты) на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах (сертификатах) об утверждении типа (описаниях типа) данных средств измерений (измерительных компонентов) или размещенных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Примечание – Показывающие средства измерений температуры и давления должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, указанными в свидетельствах (сертификатах) об утверждении типа (описаниях типа) данных средств измерений или размещенных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

9.2 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти

Определение МХ ИК массы и массового расхода нефти проводят поэлементным методом или комплектным методом.

9.3 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти поэлементным методом.

Проверяют наличие сведений о положительных результатах поверки, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, а также, при наличии, знаков поверки, нанесенных на средства измерений (измерительные компоненты), и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей о проведенной поверке в паспортах

(формулярах) средств измерений (измерительных компонентов), заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки, средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав ИК массы и массового расхода нефти.

При выполнении данного условия относительную погрешность ИК массы и массового расхода нефти принимают равной $\pm 0,25 \%$.

9.4 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти комплектным методом.

9.4.1 МХ определяют не менее чем в трех точках диапазона измерений массового расхода ИК: при минимальном Q_{\min} , среднем $[0,5 \cdot (Q_{\min} + Q_{\max})]$ и максимальном Q_{\max} значениях расхода. В каждой точке расхода проводят не менее пяти измерений – для ИК с рабочим СРМ, не менее семи измерений – для ИК с контрольным СРМ.

9.4.2 Для определения МХ устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям ПУ. После стабилизации расхода проводят необходимое количество измерений. ИВК одновременно начинает отсчет импульсов выходных сигналов ЭСРМ и СРМ. При достижении заданного количества импульсов выходного сигнала СРМ или истечении заданного времени измерения или при прохождении заданного значения массы нефти через СРМ ИВК одновременно заканчивает отсчет импульсов выходных сигналов ЭСРМ и СРМ.

Если количество импульсов выходного сигнала ЭСРМ или СРМ за время измерения меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями.

При использовании термометров и манометров с визуальным отсчетом фиксируют температуру и давление нефти один раз за время измерения.

9.4.3 Обработка результатов измерений

9.4.3.1 Массу нефти, измеренную с помощью ПУ за время i -го измерения в j -й точке расхода $M_{\Sigma ji}$, т, вычисляют по формуле

$$M_{\Sigma ji} = \frac{N_{\Sigma ji}}{K_{\text{ПМЭ}}}, \quad (1)$$

где $N_{\Sigma ji}$ – количество импульсов от ЭСРМ за время i -го измерения в j -й точке расхода, имп;

$K_{\text{ПМЭ}}$ – коэффициент преобразования ЭСРМ, имп/т.

9.4.3.2 Массовый расход нефти через СРМ за время i -го измерения в j -й точке расхода Q_{ji} , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{ji} = \frac{M_{\Sigma ji}}{T_{ji}}, \quad (2)$$

где T_{ji} – время i -го измерения в j -й точке расхода, с.

9.4.3.3 Массовый расход нефти через СРМ в j -й точке расхода Q_j , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j}, \quad (3)$$

где n_j – количество измерений в j -й точке расхода.

9.4.3.4 Массу нефти, измеренную с помощью СРМ за время i -го измерения в j -й точке расхода M_{ji} , т, вычисляют по формуле

$$M_{ji} = \frac{N_{ji}}{K_{ПМ}}, \quad (4)$$

где N_{ji} – количество импульсов от СРМ за время i -го измерения в j -й точке расхода, имп;
 $K_{ПМ}$ – коэффициент преобразования СРМ, имп/т.

9.4.3.5 Коэффициент коррекции СРМ в диапазоне измерений массового расхода MF , вычисляют по формуле

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m}, \quad (5)$$

где MF_j – среднее значение коэффициента коррекции СРМ в j -й точке расхода, вычисляют по формуле

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^n MF_{ji}}{n_j}, \quad (6)$$

где MF_{ji} – значение коэффициента коррекции СРМ для i -го измерения в j -й точке расхода, вычисляют по формуле

$$MF_{ji} = \frac{M_{эji}}{M_{ji}} \cdot MF_{усм}, \quad (7)$$

где $MF_{усм}$ – коэффициент коррекции, установленный в СРМ на момент определения МХ;

m – количество точек диапазона расхода;

n_j – количество измерений в j -й точке расхода.

9.4.3.6 Оценка среднего квадратического отклонения (СКО) результатов измерений.

СКО результатов измерений в j -й точке расхода S_j , %, вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{MF_j} \cdot 100, \quad (8)$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,05 \%, \quad (9)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении данного условия при необходимости проводят повторные измерения.

9.4.3.7 Границу неисключенной систематической погрешности в диапазоне измерений массового расхода, Θ_Σ , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_\Sigma = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_M^2 + \Theta_{ИВК}^2 + \Theta_A^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{Mi}^2 + \Theta_{MP}^2}, \quad (10)$$

где Θ_M – граница неисключенной систематической погрешности определения массы нефти с помощью ПУ, %, принимают равной

$$\Theta_M = \delta_\Delta, \quad (11)$$

где δ_Δ – пределы допускаемой относительной погрешности ПУ, %;

$\Theta_{ИВК}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК при определении коэффициента преобразования СРМ, %, принимают равной

$$\Theta_{IBK} = \delta_{IBK}, \quad (12)$$

где δ_{IBK} – пределы допускаемой относительной погрешности расчета коэффициентов преобразования и поправочных коэффициентов преобразователей расхода ИВК, %;

Θ_A – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией градуировочной характеристики СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода СРМ, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_A = \max \left(\left| \frac{MF_j - MF}{MF} \right| \cdot 100 \right), \quad (13)$$

Θ_Z – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ (при отсутствии или компенсации дополнительной погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ, принимают равной нулю), %, вычисляют по формуле

$$\Theta_Z = \frac{ZS}{Q_{\min}} \cdot 100, \quad (14)$$

где ZS – стабильность нуля СРМ (берут из технической документации на СРМ), т/ч;

Q_{\min} – нижний предел рабочего диапазона измерений массового расхода СРМ, т/ч;

Θ_{Mt} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры нефти в условиях эксплуатации СРМ от температуры нефти при определении МХ (при отсутствии или компенсации дополнительной погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры нефти в условиях эксплуатации СРМ от температуры нефти при определении МХ, принимают равной нулю), %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{Mt} = \frac{\delta_{\text{дон}} \cdot Q_t \cdot \Delta t}{Q_{\min}}, \quad (15)$$

где $\delta_{\text{дон}}$ – значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением температуры нефти при эксплуатации СРМ от температуры нефти при определении МХ (берут из описания типа или технической документации на СРМ), %/°С;

Q_t – значение массового расхода, при котором определяется дополнительная погрешность, обусловленная отклонением температуры нефти при эксплуатации СРМ от температуры нефти при определении МХ, т/ч, определяют по формуле

$$Q_t = \begin{cases} Q_{\text{ном}} & \text{при зависимости } \delta_{\text{дон}} \text{ от } Q_{\text{ном}} \\ Q_{M \max} & \text{при зависимости } \delta_{\text{дон}} \text{ от } Q_{M \max} \end{cases}, \quad (16)$$

где $Q_{\text{ном}}$ – номинальное значение массового расхода СРМ (берут из технической документации на СРМ), т/ч;

$Q_{M \max}$ – максимальное значение массового расхода СРМ, т/ч;

Δt – максимальное отклонение температуры нефти при эксплуатации СРМ от температуры нефти при определении МХ, °С, вычисляют по формуле

$$\Delta t = \max [(t_{\max} - t_{\Pi}), (t_{\Pi} - t_{\min})], \quad (17)$$

где t_{Π} – среднее значение температуры нефти за время определения МХ, °С;

t_{\min}, t_{\max} – нижний и верхний предел рабочего диапазона температуры нефти при эксплуатации СРМ, °С;

Θ_{MP} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления нефти в условиях эксплуатации СРМ от давления нефти при определении МХ (при отсутствии или компенсации дополнительной погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления нефти в условиях эксплуатации СРМ от давления нефти при определении МХ, принимают равной нулю), %; вычисляют по формуле

$$\Theta_{MP} = 10 \cdot \delta_{p_{дон}} \cdot \Delta P, \quad (18)$$

где $\delta_{p_{дон}}$ – значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением давления нефти при эксплуатации СРМ от давления при определении МХ (берут из описания типа или технической документации на СРМ), %/0,1 МПа;

ΔP – максимальное отклонение давления нефти при эксплуатации СРМ от давления нефти при определении МХ, МПа, вычисляют по формуле

$$\Delta P = \max[(P_{\max} - P_{\Pi}), (P_{\Pi} - P_{\min})], \quad (19)$$

где P_{Π} – среднее значение давления нефти при определении МХ, МПа;

P_{\min}, P_{\max} – нижний и верхний предел рабочего диапазона давлений нефти при эксплуатации СРМ, МПа.

9.4.3.8 СКО среднего значения результатов измерения в j -й точке расхода S_{0j} , %, вычисляют по формуле

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}. \quad (20)$$

9.4.3.9 Границу случайной погрешности в рабочем диапазоне измерений массового расхода при доверительной вероятности $P=0,95$ ε , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j), \quad (21)$$

где ε_j – граница случайной погрешности в j -й точке расхода, %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (22)$$

где $t_{0,95j}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений n_j в j -й точке расхода (определяют по таблице 4);

Таблица 4 - Значения квантиля распределения Стьюдента при $P=0,95$

$n_j - 1$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$t_{0,95}$	12,706	4,303	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201

9.4.3.10 СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода S_0 принимают равным значению СКО среднего значения результатов измерения в точке расхода с максимальным значением границы случайной погрешности ε_j .

9.4.3.11 Относительную погрешность ИК массы и массового расхода нефти в рабочем диапазоне измерений массового расхода δ , %, вычисляют по формуле

$$\delta = \begin{cases} t_{\Sigma} \cdot S_{\Sigma} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_0} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_0} > 8 \end{cases}, \quad (23)$$

где t_{Σ} – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей, вычисляют по формуле

$$t_{\Sigma} = \frac{\varepsilon + \Theta_{\Sigma}}{S_0 + S_{\Theta}}, \quad (24)$$

где S_{Θ} – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %, вычисляют по формуле

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\Theta_M^2 + \Theta_{IBK}^2 + \Theta_A^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{Mt}^2 + \Theta_{MP}^2}{3}}, \quad (25)$$

S_{Σ} – суммарное СКО результата измерений, %, вычисляют по формуле

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_{\Theta}^2 + S_0^2}. \quad (26)$$

9.4.3.12 Оценивание относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти

Проверяют выполнение условия

$$\delta \leq 0,25 \% \text{ - для ИК массы и массового расхода нефти с рабочим СРМ} \quad (27)$$

$$\delta \leq 0,20 \% \text{ - для ИК массы и массового расхода нефти с контрольным СРМ} \quad (28)$$

При выполнении условий (27) и (28) ИК массы и массового расхода нефти допускаются к применению.

При невыполнении условия (27) или (28) выясняют причины, устраняют их и проводят повторное определение МХ.

9.4.3.13 Оформление результатов определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти

Результаты измерений и вычислений заносят в протокол, рекомендуемая форма которого приведена в приложении А. Допускается в таблицах протокола удалять ненужные и добавлять необходимые столбцы и строки.

При заполнении протокола полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 5.

Таблица 5 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерения	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Массовый расход	т/ч	1	-
Масса	т	-	6
Температура	°С	2	-
Давление	МПа	2	-
Количество импульсов	имп.	-	5
Интервал времени	с	2	-
Погрешность, СКО	%	3	-
Коэффициент преобразования	имп/т	-	5
Коэффициент коррекции		5	-

9.5 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При получении положительных результатов по п. 9.1, п. 9.3 (или п.9.4) настоящей методики поверки относительную погрешность измерений массы брутто нефти принимают равной пределам допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти с рабочим СРМ $\pm 0,25 \%$.

9.6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_B^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (29)$$

где δM_B – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (30)$$

При применении поточного влагомера абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (31)$$

где $\Delta \varphi_B$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти поточным влагомером, %;

ρ_B – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды (при условиях измерений φ_B), кг/м³, принимаемая равной 1000 кг/м³;

ρ_H^B – плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды (при условиях измерений φ_B), кг/м³, принимаемая равной плотности нефти, измеренной поточным плотномером или измеренной в лаборатории с применением лабораторного преобразователя плотности или ареометра.

Примечание – При различии температур (на величину, превышающую суммарную погрешность средств измерений температуры) в процессе измерения плотности нефти и объемной доли воды в нефти измеренное значение плотности приводят к температуре измерений объемной доли воды в нефти (к условиям измерений φ_B) по формуле (Б.5) ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

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

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (32)$$

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (33)$$

где ρ_H^{XC} – плотность нефти, кг/м³, принимаемая равной плотности нефти, измеренной поточным плотномером или измеренной в лаборатории с применением лабораторного

преобразователя плотности или ареометра и приведенной к условиям измерений массы нефти по формуле (Б.10) ГОСТ 8.587;

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

$$\Delta\varphi_{\text{XC}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{XC}}^2 - r_{\text{XC}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (34)$$

R_{B} , $R_{\text{МП}}$, 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 21534-2021 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей»;

r_{B} , $r_{\text{МП}}$, r_{XC} – сходимости методов определения массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 6370 и ГОСТ 21534.

W_{B} – массовая доля воды в нефти, %, вычисляемая по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером или определяемая в лаборатории.

При измерениях объемной доли воды поточным влагомером массовая доля воды в нефти W_{B} вычисляется ИВК по формуле

$$W_{\text{B}} = \frac{\varphi_{\text{B}} \cdot \rho_{\text{B}}}{\rho_{\text{H}}}, \quad (35)$$

где φ_{B} – объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером, %;

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

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{\text{XC}} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{\text{XC}}}{\rho_{\text{H}}}, \quad (36)$$

где φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

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

9.7 При получении положительных результатов по пп. 9.1, 9.3 (или 9.4), 9.5 и 9.6 настоящей методики поверки СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки СИКН положительным.

10 Оформление результатов поверки

10.1 Результаты поверки оформляют протоколом поверки СИКН, рекомендуемая форма которого приведена в Приложении А. Допускается оформлять протокол поверки в измененном виде.

10.2 Сведения о результатах поверки СИКН передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений лицом, проводившим поверку СИКН.

10.3 По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае положительных результатах поверки выдают свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

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

При поверке СИКН в части отдельного ИК массы и массового расхода нефти по заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае положительных результатах поверки выдают свидетельство о поверке СИКН в части поверяемого ИК массы и массового расхода нефти.

Протокол поверки является обязательным приложением к свидетельству о поверке.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН и на пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах СРМ, и контрольной проволоке, ограничивающей доступ в электронный преобразователь СРМ.

10.4 По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае отрицательных результатов поверки выдают извещение о непригодности к применению.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование средства измерений: _____

Изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:

- температура воздуха в блок-боксе БФ, БИЛ, БИК, °С _____.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр средства измерений (раздел 6): _____
(соответствует/не соответствует требованиям раздела 6 МП)

2. Опробование средства измерений (подраздел 7.3): _____
(соответствует/не соответствует требованиям подраздела 7.3 МП)

3. Проверка программного обеспечения средства измерений (раздел 8):

идентификационные данные ПО соответствуют/не соответствует требованиям раздела 8 МП)

4. Определение метрологических характеристик средства измерений

4.1 Проверка сведений о результатах поверки средств измерений (измерительных компонентов) (подраздел 9.1):

(соответствует/не соответствует требованиям подраздела 9.1 МП)

4.2 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти

4.2.1 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти (подраздел 9.3)

Относительная погрешность ИК массы и массового расхода нефти не превышает:

$\pm 0,25\%$ – для ИК массы и массового расхода нефти с рабочим СРМ;

$\pm 0,20\%$ – для ИК массы и массового расхода нефти с контрольным СРМ.

4.2.2 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти № ____ (подраздел 9.4)

Место проведения поверки _____

СРМ: Датчик: Тип _____ Зав. № _____ Линия № ____
 Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

ПУ: Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Таблица 1 – Исходные данные

$\delta_{\Sigma}, \%$	$K_{ПМЭ},$ имп/т	$\delta_{ИВК}, \%$	$K_{ПМ},$ имп/т	$MF_{уст}$	$Q_{M\max},$ т/ч	$ZS,$ т/ч	$Q_{ном},$ т/ч	$\delta_{\text{доп}},$ %/°C	$t_{\min}, ^\circ\text{C}$	$t_{\max}, ^\circ\text{C}$	$\delta_{p\text{доп}},$ %/0,1 МПа	$P_{\min},$ МПа	$P_{\max},$ МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ./ № изм.	$Q_{ji}, \text{т/ч}$	$T_{ji}, \text{с}$	$N_{\Sigma ji}, \text{имп}$	$N_{ji}, \text{имп}$	$M_{\Sigma ji}, \text{т}$	$M_{ji}, \text{т}$	MF_{ji}
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
...							
1/n							
...							
m/1							
...							
m/n							

Таблица 3 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точки	Q_j , т/ч	MF_j	n_j	S_j , %	S_{0j} , %	$t_{0,95j}$	ε_j , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...							
m							

Таблица 4 – Результаты поверки в рабочем диапазоне

Q_{\min} , т/ч	Q_{\max} , т/ч	MF	S_0 , %	ε , %	Θ_A , %	Θ_Z , %	t_{Π} , °C	Θ_{Ml} , %	P_{Π} , МПа	Θ_{MP} , %	Θ_{Σ} , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
			1									

Относительная погрешность ИК массы и массового расхода нефти № __ не превышает $\pm 0,25$ % (или $\pm 0,20$ %).

Примечание – В зависимости от применяемого метода определения метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти (поэлементного или комплектного) при оформлении протокола заполняют либо п.4.2.1, либо п.4.2.2 настоящего протокола.

4.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (подраздел 9.5)

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

4.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН (подраздел 9.6)

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

W_B , %	W_{XC} , %	$W_{МП}$, %	ΔW_B , %	ΔW_{XC} , %	$\Delta W_{МП}$, %	δM_B , %	δM_H , %

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН не превышает $\pm 0,35$ %.

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____