

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии
и испытаний в Самарской области»
(ФБУ «Самарский ЦСМ»)**

**СОГЛАСОВАНО
Заместитель директора
ФБУ «Самарский ЦСМ»**

А.А. Бодягин



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 233
на ПСП «Муханово» АО «Самаранефтегаз»**

Методика поверки

МП 70118-18

**Самара
2025**

Содержание

1	Общие положения	3
2	Нормативные ссылки	3
3	Обозначения и сокращения	5
4	Перечень операций поверки средства измерений	5
5	Требования к условиям проведения поверки	6
6	Требования к специалистам, осуществляющим поверку	6
7	Метрологические и технические требования к средствам поверки	6
8	Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки	7
9	Внешний осмотр	7
10	Подготовка к поверке и опробование	8
11	Проверка программного обеспечения	8
12	Определение метрологических характеристик	9
13	Подтверждение соответствия метрологическим требованиям	13
14	Оформление результатов поверки	13
	Приложение А (рекомендуемое) Форма протокола поверки	14

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 233 на ПСП «Муханово» АО «Самаранефтегаз» заводской номер 01 (далее – СИКН) и устанавливает объем и методы первичной и периодической поверки.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости», подтверждающая прослеживаемость к государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019.

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

Таблица 1

Диапазон измерений расхода нефти, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
от 100 до 1200	± 0,25 (брутто)	± 0,35 (нетто)

1.3 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений объемного расхода нефти, указанном в описании типа СИКН или фактически обеспечивающимся при поверке с обязательным указанием в сведениях о поверке информации об объеме поверки. Фактический диапазон измерений объемного расхода СИКН не может выходить за пределы диапазона измерений, указанного в таблице 1.

2 Нормативные ссылки

2.1 В настоящей методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

Федеральный закон Российской Федерации от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»

Федеральный закон Российской Федерации от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»

Федеральный закон Российской Федерации от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 сентября 2020 г. № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»

Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»

Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 г. № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»

Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации от 26 октября 2020 г. № 707 «Об утверждении критериев аккредитации и перечня документов, подтверждающих соответствие заявителя, аккредитованного лица критериям аккредитации»

Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 12 августа 2022 г. № 811 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии»

Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 21 декабря 2021 г. № 444 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

ГОСТ 2477-2014 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.

ГОСТ 6370-2018 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.

ГОСТ 21534-2021 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей.

ГОСТ 33701-2015 Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов.

ГОСТ 31610.0-2019 Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования.

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

МИ 1974-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки.

МИ 1997-89 Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки.

МИ 2366-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки.

МИ 2587-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Методика поверки.

МИ 2672-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R исполнения «В» фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания.

МИ 2816-2012 Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации.

МИ 2974-2006 Государственная система обеспечения единства измерений. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором.

МИ 3002-2006 Государственная система обеспечения единства измерений. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок.

МИ 3302-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности и вязкости. Измерители модели 7827 и 7829. Методика поверки.

МИ 3380-2012 Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации.

МП 01-251-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. Методика поверки с изменением №1.

МП 0309-6-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки.

МП 1647-1-2024 Государственная система обеспечения единства измерений. Расходомеры-счетчики турбинные СТРИЖ. Методика поверки.

РМГ 97-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы расчета.

Примечание – При пользовании настоящей методикой целесообразно проверить действие нормативных документов. Если документ заменен или частично изменен, то следует руководствоваться действующим взамен или частично измененным документом. Если документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Обозначения и сокращения

3.1 В методике приняты следующие обозначения и сокращения:

АРМ оператора – автоматизированное рабочее место оператора;

БИК – блок измерений показателей качества нефти;

ГЭТ 63-2019 – Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости;

ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;

ПО – программное обеспечение;

СИ – средство(-а) измерений;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

ТПР – преобразователь расхода жидкости турбинный;

ТПУ – установка поверочная трубопоршневая;

ФИФОЕИ – Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

4 Перечень операций поверки средства измерений

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

Таблица 2

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	Да	Да	9
Подготовка к поверке и опробование	Да	Да	10
Проверка программного обеспечения	Да	Да	11

Окончание таблицы 2

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первой поверке	периодической поверке	
Определение метрологических характеристик	Да	Да	12
Подтверждение соответствия метрологическим требованиям	Да	Да	13

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

5 Требования к условиям проведения поверки

5.1 При проведении поверки характеристики измеряемой среды должны соответствовать описанию типа СИКН.

5.2 Соответствие параметров измеряемой среды значениям, указанным в описании типа СИКН, проверяют по данным о показателях качества нефти, предоставленным владельцем СИКН.

5.3 При проведении поверки СИ из состава СИКН соблюдают условия проведения поверки в соответствии с требованиями нормативных документов на поверку СИ.

6 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

6.1 К проведению поверки допускают лиц, соответствующих требованиям, изложенным в п. 41 Приказа Министерства экономического развития Российской Федерации от 26 октября 2020 г. № 707, имеющих соответствующую группу допуска по электробезопасности, прошедших обучение по промышленной безопасности, пожарной безопасности, по безопасности труда, прошедших инструктаж по охране труда, изучивших настоящую инструкцию, эксплуатационную документацию на применяемые средства поверки, имеющих допуск к проведению работ по поверке.

7 Метрологические и технические требования к средствам поверки

7.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются для подтверждения метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, указаны в утвержденных методиках поверки соответствующих СИ.

7.2 Применяемые при поверке средства измерений должны быть поверены и допущены к применению. Сведения о результатах поверки должны быть внесены в ФИФОЕИ.

8 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

8.1 При проведении поверки соблюдаются требования, определяемые:

– в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. № 197-ФЗ;

– в области промышленной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ, Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. № 534, Правилами безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 21 декабря 2021 г. № 444, а также другими действующими документами;

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ, Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ, Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 сентября 2020 г. № 1479;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденными приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 г. № 903н, приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 12 августа 2022 г. № 811;

– в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ, Федеральным законом Российской Федерации от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ.

8.2 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0.

8.3 К СИ из состава СИКН обеспечивают свободный доступ.

8.4 Освещенность должна обеспечивать отчетливую видимость применяемых средств поверки, снятие показаний.

8.5 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

9 Внешний осмотр

9.1 При внешнем осмотре проверяют внешний вид, комплектность и маркировку СИКН, пломбировку СИ, входящих в состав СИКН.

9.2 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и технической документации.

9.3 При проверке внешнего вида СИКН должны выполняться следующие требования:

– на элементах СИКН не должно быть видимых механических повреждений и дефектов, способных оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;

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

9.4 СИ, входящие в состав СИКН, должны быть опломбированы в соответствии с их описаниями типа, эксплуатационной документацией или МИ 3002 для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может оказать влияние на показания СИКН.

9.5 Результаты внешнего осмотра считаются положительными, если выполняются вышеперечисленные условия. Если данные условия не выполняются, устраняют причины невыполнения, после чего повторно проводят операции по 9.1 – 9.4.

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

10 Подготовка к поверке и опробование

10.1 Подготовку СИКН к поверке проводят в соответствии с эксплуатационной документацией.

10.2 Проверяют правильность монтажа и соединений СИ, входящих в состав СИКН, в соответствии с технологической схемой СИКН.

10.3 Проверяют функционирование запорно-регулирующей аппаратуры путем ее открытия и закрытия.

10.4 Проверяют герметичность технологической схемы, задвижек и трубопроводов в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН.

10.4.1 Путем визуального осмотра проверяют отсутствие появления капель и утечек нефти через фланцевые, резьбовые или сварные соединения. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устраниению утечки.

10.5 СИКН опробуют путем увеличения или уменьшения расхода нефти в пределах рабочего диапазона измерений.

10.5.1 Проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой, ИВК и компьютером АРМ оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора.

10.6 Результаты опробования считают положительным, если при увеличении или уменьшении расхода нефти на экране АРМ оператора отображаются измеренные значения расхода, отсутствуют аварийные сообщения о работе СИКН, отсутствуют следы утечки нефти, запорно-регулирующая аппаратура функционирует, монтаж и соединение СИ соответствует технологической схеме СИКН.

11 Проверка программного обеспечения

11.1 При проверке идентификационных данных ПО (идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО, алгоритм вычисления цифрового идентификатора) должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описание типа СИКН.

11.2 Проверка идентификационных данных ПО ИВК.

11.2.1 Для просмотра версии ПО в меню «Основное меню» выбрать пункт «Просмотр 2». В меню «Просмотр 2» выбрать пункт «Версия программы».

На экран выводится следующая информация:

- наименование ИВК;
- наименование и обозначение реализованных алгоритмов вычислений;
- номер версии программы;
- значение контрольной суммы CRC32.

11.2.2 Результат проверки соответствия идентификационных данных ПО ИВК считают положительным, если полученные идентификационные данные ПО ИВК соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа СИКН.

11.3 Проверка соответствия идентификационных данных ПО АРМ оператора.

11.3.1 Для проверки соответствия ПО АРМ оператора необходимо в основном меню программы «Rate APM оператора УУН» выбрать пункт «О программе».

На экран выводится следующая информация:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО;
- значение контрольной суммы CRC32;
- информация о свидетельствах на ПО.

11.3.2 Результат проверки соответствия идентификационных данных ПО АРМ оператора считают положительным, если полученные идентификационные данные ПО АРМ оператора соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа СИКН.

11.4 В случае, если идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора не соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа СИКН, поверку СИКН прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора.

12 Определение метрологических характеристик

12.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН

12.1.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с нормативными документами, приведенными в таблице 3. Допускается проводить определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, в соответствии с нормативными документами, установленными при утверждении типа СИ и не приведенными в таблице 3.

Таблица 3

Наименование СИ	Нормативный документ
Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM	МИ 1974-2004 МИ 3380-2012
Преобразователь давления измерительный серии 40 JUMO dTRANS p02	МИ 1997-89
Преобразователь измерительный сигналов от термопар и термопреобразователей сопротивления dTRANS T01	МИ 2672-2005
Термометр сопротивления серии 90 мод. 2820	
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997-89
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 МП 0309-6-2015
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	МИ 2816-2012
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829	МИ 3302-2010
Преобразователь плотности и вязкости FVM11	МП 01-251-2015 с изменением №1
Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97	«Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» от 02.10.2001 г.

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	Нормативный документ
Расходомер-счетчик турбинный СТРИЖ	МП 1647-1-2024
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	МИ 2587-2005
Установка стационарная трубопоршневая поверочная «Прувер-С-500-0,05»	МИ 2974-2006
Преобразователь измерительный 644	МИ 2672-2005
Термопреобразователь сопротивления платиновый 65	
Преобразователь давления измерительный 2088	МИ 1997-89

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

12.1.3 Проверяют наличие сведений в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки СИ, входящих в состав СИКН.

12.1.4 Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, то допускается проводить поверку только этого СИ, не проводя при этом периодическую поверку СИКН.

12.1.5 Результаты проверки считают положительными, если СИ, входящие в состав СИКН, имеют записи в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки.

12.2 Определение метрологических характеристик трубопоршневой поверочной установки

12.2.1 Метрологические характеристики установки стационарной трубопоршневой поверочной «Прувер-С-500-0,05» (далее – ТПУ 2 разряда) проводят в соответствии с МИ 2974-2006.

12.2.2 Поверку стационарной ТПУ 2 разряда проводят на месте ее эксплуатации, в качестве рабочей жидкости используют нефть по ГОСТ Р 51858 с параметрами, приведенными в описании типа СИКН.

12.2.3 Если в качестве компаратора применяют ТПР, входящий в состав СИКН, расход устанавливают, используя результаты измерений компаратора. Расход устанавливают при движении поршня ТПУ 1 разряда.

12.2.4 Если применяют в качестве компаратора отдельно монтируемый ТПР, расход устанавливают, используя известный объем калиброванного участка и измеряя время одного прохода шарового поршня ТПУ 1 разряда, для чего запускают поршень.

Значение расхода вычисляют по формуле

$$Q^{MX} = \frac{V_0^{\text{этал}}}{T^{\text{этал}}} \cdot 3600, \quad (1)$$

где $V_0^{\text{этал}}$ – вместимость (объем) калиброванного участка ТПУ 1 разряда, м³;
 $T^{\text{этал}}$ – время одного прохода шарового поршня ТПУ 1 разряда, с.

Примечание – При применении отдельно монтируемого компаратора расход допускается устанавливать, используя результаты измерений ТПР, установленного на СИКН, при соблюдении условий: значение Q^{MX} находится в диапазоне расхода, в котором поверен ТПР, ТПР с технологической схемой поверки соединен последовательно и от ТПР до технологической схемы поверки отсутствуют отводы нефти.

12.2.5 СИ, входящие в состав ТПУ 2 разряда, должны быть поверены в соответствии с нормативными документами, установленными при утверждении типа, или приведенными в таблице 3 настоящей методики. Проверяют наличие сведений о положительных результатах поверки СИ опубликованных в ФИФОЕИ. Поверка СИ, входящих в состав ТПУ 2 разряда, должна быть проведена не позднее половины межповерочного интервала на момент проведения поверки ТПУ 2 разряда.

12.3 Определение пределов относительной погрешности при измерении массы брутто нефти

12.3.1 Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{m_{\text{бп}}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + \delta_\rho^2 + \delta_T^2 + \delta_N^2}, \quad (2)$$

где δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти, %;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %;

δ_ρ – пределы относительной погрешности измерений плотности нефти, %, вычисляемые по формуле

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

где Δ_ρ – пределы абсолютной погрешности измерения плотности нефти, кг/м³, вычисляемые по формуле

$$\Delta_\rho = \pm (|\Delta_{\rho 0}| + |\Delta_{\rho P}| \cdot P_\rho \cdot 10 + |\Delta_{\rho T}| \cdot T_\rho), \quad (4)$$

где $\Delta_{\rho 0}$ – пределы допускаемой основной погрешности измерения плотности, кг/м³;

$\Delta_{\rho P}$ – пределы допускаемой дополнительной погрешности преобразования плотности от давления, кг/м³/бар;

$\Delta_{\rho T}$ – пределы допускаемой дополнительной погрешности преобразования плотности от температуры, кг/м³/°C;

P_ρ – избыточное давление нефти при измерении плотности, МПа;

T_ρ – температура нефти при измерении плотности, °C;

ρ_{\min} – наименьшее значение плотности нефти в рабочих условиях, кг/м³;

δ_T – составляющая относительной погрешности измерений массы нефти, обусловленная абсолютными погрешностями измерений температур при измерении плотности и объема, %, вычисляемая по формуле

$$\delta_T = \pm \left[\frac{\beta \cdot 100}{1 + \beta \cdot (T_\rho - T_V)} \right] \cdot \sqrt{\Delta_{T_\rho}^2 + \Delta_{T_V}^2}, \quad (5)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти при ρ_{\min} , 1/°C, значение которого вычисляют в соответствии с РМГ 97;

T_V – температура нефти при измерении объема, °C;

$\Delta_{T_\rho}, \Delta_{T_V}$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °C.

12.3.2 Значение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти, вычисленное по формуле (2), не должно превышать ± 0,25 %.

12.4 Определение пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти

12.4.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{m_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{m_{\text{бп}}}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{MP}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{XC} + W_{MP}}{100}\right)^2}}, \quad (6)$$

где W_{MB} – массовая доля воды в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{MB} = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_i}, \quad (7)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, %;

ρ_B – плотность воды (принимают равной $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$);

ρ_i – плотность нефти, измеренная преобразователем плотности в БИК, $\text{кг}/\text{м}^3$;

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

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

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_C}{\rho_i}, \quad (8)$$

где φ_C – наибольшее значение концентрации хлористых солей в нефти, $\text{мг}/\text{дм}^3$;

ΔW_{MB} – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

ΔW_{MP} – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %.

12.4.2 Абсолютные погрешности определения массовых долей воды, хлористых солей и механических примесей в нефти вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701.

12.4.3 Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его определений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, %, в соответствии с ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370;

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

Значение сходимости r_{XC} , выраженное в $\text{мг}/\text{дм}^3$, переводят в массовые доли по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{XC}}{\rho_i}, \quad (10)$$

12.4.5 Значение воспроизводимости и сходимости метода определения содержания воды в нефти для объемных долей, указанные в ГОСТ 2477, переводят в значения воспроизводимости и сходимости массовых долей по формулам

$$R_{MB} = \frac{R_{OB} \cdot \rho_B}{\rho_i}, \quad (11)$$

$$r_{MB} = \frac{r_{OB} \cdot \rho_B}{\rho_i}, \quad (12)$$

12.4.6 Значение пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти, вычисленное по формуле (6), не должно превышать $\pm 0,35\%$.

13 Подтверждение соответствия метрологическим требованиям

13.1 СИКН признается соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результаты поверки СИКН считают положительными при выполнении следующих условий:

- СИ, входящие в состав СИКН, поверены и допущены к применению, сведения о положительных результатах поверки опубликованы в ФИФОЕИ;
- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,25\%$;
- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,35\%$.

14 Оформление результатов поверки

14.1 Результаты поверки СИКН подтверждаются сведениями о результатах поверки в ФИФОЕИ, переданными аккредитованной организацией, проводившей поверку СИКН.

14.2 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

14.3 В соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 31 июля 2020 г. № 2510 по заявлению владельца СИКН, в случае положительных результатов поверки, аккредитованное лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

14.4 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. В соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 31 июля 2020 г. № 2510 по заявлению владельца СИКН, в случае отрицательных результатов поверки, аккредитованное лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола поверки

1 стр. из ____

ПРОТОКОЛ
проверки № _____

Наименование и тип СИ	
Заводской номер	
Заказчик (наименование, ИНН)	

Проверка проводилась при следующих значениях влияющих факторов:

рабочая среда: нефть по ГОСТ Р 51858-2002
 приводят перечень влияющих факторов

температура нефти: нормированных в документе на методику поверки, с указанием их значений

избыточное давление нефти:

плотность нефти в рабочих условиях:

кинематическая вязкость нефти:

с применением эталонов и СИ: наименование, заводской номер, регистрационный номер (при наличии)

разряд, класс или погрешность, дата поверки

в соответствии с наименование и номер документа на метод поверки

Результаты поверки:

1 Внешний осмотр: _____

2 Подготовка к проверке и опробование: _____

3 Проверка программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер) ПО		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО		

4 Определение метрологических характеристик

4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН

Таблица 1 – Перечень СИ, входящих в состав СИКН

Наименование и тип СИ	Заводской номер	Диапазон измерений	Допускаемая погрешность	Сведения о результатах поверки в ФИФОЕИ

4.2 Определение пределов относительной погрешности при измерении массы брутто нефти

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти, %, вычисляют по формуле:

$$\delta_{m_{bp}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + \delta_p^2 + \delta_T^2 + \delta_N^2},$$

где δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти, %;
 δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %;
 δ_p – пределы относительной погрешности измерений плотности нефти, %,
 δ_T – составляющая относительной погрешности измерений массы нефти, обусловленная абсолютными погрешностями измерений температур при измерении плотности и объема, %

$\delta_V, \%$	$\Delta\rho_0, \text{ кг}/\text{м}^3$	$\Delta\rho_P, \text{ кг}/\text{м}^3$	$\Delta\rho_T, \text{ кг}/\text{м}^3$	$P_\rho, \text{ МПа}$	$\rho_{min}, \text{ кг}/\text{м}^3$	$\beta, ^\circ\text{C}^{-1}$	$T_\rho, ^\circ\text{C}$	$T_V, ^\circ\text{C}$	$\Delta T_\rho, ^\circ\text{C}$	$\Delta T_V, ^\circ\text{C}$	$\delta_N, \%$	$\delta_{m_{bp}}, \%$

Значение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти составляет _____, что не превышает/превышает $\pm 0,25 \%$.

4.3 Определение пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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

$$\delta_{m_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{m_{bp}}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{MP}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{XC} + W_{MP}}{100}\right)^2}},$$

где W_{MB} – массовая доля воды в нефти, %;
 W_{MP} – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %
 ΔW_{MB} – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;
 ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 ΔW_{MP} – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %.

W_{MP} , %	ρ_B , кг/м ³	ρ_H , кг/м ³	W_{MB} , %	W_{XC} , %	R_{MP}	r_{MP}	ΔW_{MP} , %

R_{OB}	r_{OB}	R_{MB}	r_{MB}	ΔW_{MB} , %	r_{XC}	r	ΔW_{XC} , %	δ_{m_H} , %

Значение пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти составляет _____, что не превышает/превышает $\pm 0,35\%$.

Заключение: _____

Подпись лица, проводившего поверку _____ / _____ подпись _____ И.О. Фамилия

Дата проведения поверки «_____» 20 ____ г.