

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»
Государственный научный метрологический центр
ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

«11» октября 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 563

ПСП «Медведево»

Методика поверки

МП 0962-14-2019

Начальник отдела НИО-14

Груздев Р.Н.

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Фролов Э.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки предназначена для проведения поверки средства измерений (СИ) «Система измерений количества и показателей качества нефти № 563 на ПСП «Медведево» (далее по тексту – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Поверку СИКН осуществляют аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений государственные региональные центры метрологии, государственные научные метрологические институты Росстандарта, юридические лица или индивидуальные предприниматели.

Первичная и периодическая поверка СИКН и СИ, входящих в состав СИКН, выполняется согласно части 1 ст. 13 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и приказу Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Если очередной срок поверки СИ из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, поверяется только это СИ, при этом поверку системы не проводят.

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

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

1 Операции поверки

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

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	7.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256 (далее по тексту – ТПУ), верхний предел диапазона измерений расхода нефти 50 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ±0,05 %.

2.2 При осуществлении поверки СИ, входящих в состав СИКН, применяют средства поверки в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) СИ.

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

2.4 СИ и эталоны, применяемые при определении метрологических характеристик СРМ:

- ТПУ с пределами допускаемой относительной погрешности определения вместимости калиброванного участка ±0,1 %;

- преобразователи давления измерительные с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %;
- преобразователи температуры измерительные с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С;
- ИВК, входящий в состав системы, с пределами допускаемой относительной погрешности входных сигналов в значение коэффициента преобразования СРМ $\pm 0,04$ %;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835(далее по тексту – ПП), с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,30$ кг/м³;
- манометр с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,6$ %;
- термометр ртутный стеклянный с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С;

Применяемые СИ, ТПУ должны быть поверены (аттестованы) и иметь действующие свидетельства о поверке (аттестации эталона) и/или знаки поверки (оттиск клейма поверителя, наклейка, пломба).

Диапазоны измерений применяемых СИ и ТПУ должны обеспечивать возможность определения метрологических характеристик СРМ в условиях эксплуатации.

3 Требования к квалификации поверителей

3.1 К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию по эксплуатации на поверяемую СИКН и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже III в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

4 Требования безопасности

4.1 При проведении испытаний соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1,2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок - Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

4.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» помещение блок-бокса блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), площадка блока измерительных линий (БИЛ) и ТПУ относится к категории А, а по классу взрывоопасных зон: по Правилам устройства электроустановок помещение БИК, БИЛ, ТПУ – В-1а/класс 2.

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

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

4.5 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

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

4.7 При определении метрологических характеристик СРМ соблюдают следующие требования безопасности:

- наибольшее давление измеряемой среды не должно превышать значения, указанного в эксплуатационной документации на оборудование и применяемые СИ. Использование элементов монтажа или шлангов, не прошедших гидравлические испытания, запрещается;

- на трубопроводах, заполненных измеряемой средой, применяют приборы взрывозащищенного исполнения, на которых нанесены четкие надписи и маркировка, подтверждающие безопасность их применения.

- к СИ и используемому оборудованию обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы и площадки, соответствующие требованиям безопасности;

- освещенность в СИКН соответствует санитарным нормам согласно СНиП II-4-79.

- управление оборудованием и СИ производят лица, прошедшие обучение и проверку знаний требований безопасности и допущенные к обслуживанию СИКН.

- при появлении течи измеряемой среды, загазованности и других ситуаций, нарушающих определение метрологических характеристик СРМ, определение метрологических характеристик должно быть прекращено.

5 Условия поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на поверку, указанных в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) СИ.

5.2 Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

5.3 Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Рабочий диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,21 до 6,30
Рабочий диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 830,0 до 895,0
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +35
Рабочий диапазон кинематической вязкости измеряемой среды, мм ² /с	от 3,0 до 35,0
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
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн ⁻¹ (ppm), не более	6
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40
Содержание свободного газа	не допускается

5.4 Условия определения метрологических характеристик СРМ

При определении метрологических характеристик СРМ соблюдают следующие условия:

- определение метрологических характеристик СРМ проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий;
- отклонение массового расхода измеряемой среды от установленного значения в процессе определения метрологических характеристик СРМ не должно превышать $\pm 2,5\%$;
- изменение температуры измеряемой среды в ПП и на входе и выходе ТПУ за время измерения не должно превышать 0,2 °С;
- температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели измеряемой среды соответствуют условиям эксплуатации СИКН;
- диапазоны рабочего давления и массового расхода определяются типоразмером СРМ и технологическими требованиями;
- объемная доля воды в нефти не более 10 %;
- содержание свободного газа не допускается;
- регулирование массового расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе измерительной линии или на выходе ТПУ. Допускается вместо регуляторов расхода использовать запорную арматуру.

6 Подготовка к поверке

6.1 При подготовке к поверке СИКН проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

6.2 При подготовке к определению метрологических характеристик СРМ проводят следующие операции:

- проверяют наличие действующих свидетельств о поверке или знаков поверки на все СИ, применяемые при определении метрологических характеристик СРМ;
- проверяют правильность монтажа СИ и СРМ;

- подготавливают СИ согласно указаниям технической документации;
- подготавливают преобразователь СРМ в соответствии с технической документацией, устанавливают или проверяют установленные коэффициенты, в том числе градуировочный коэффициент СРМ, коэффициент коррекции СРМ, значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала СРМ или коэффициент преобразования СРМ;

- проверяют или устанавливают в ИВК значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала СРМ или коэффициент преобразования СРМ, $K_{\text{лм}}$, имп/т, соответствующий установленному значению в преобразователе СРМ или вычисленный по формуле

$$K_{\text{лм}} = \frac{f_M}{Q_M} \times 3600, \quad (1)$$

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

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

- вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов определения метрологических характеристик СРМ;

- проверяют отсутствие свободного газа в измерительной линии, ТПУ и ПП, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают массовый расход измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений массового расхода СРМ и открывают краны, расположенные в высших точках измерительной линии и ТПУ. Проводят 1 - 3 раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска свободный газ. Считают, что свободный газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает струя измеряемой среды без газовых пузырьков;

- при рабочем давлении проверяют герметичность СИКН, состоящей из СРМ, ТПУ и ПП. При этом не допускается появление капель или утечек измеряемой среды через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин;

- проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки измеряемой среды, влияющие на результаты измерений;

- проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ТПУ в соответствии с технической документацией;

- проверяют стабильность температуры измеряемой среды. Для этого запускают поршень ТПУ и регистрируют температуру в ПП, на входе и выходе ТПУ. Температуру измеряемой среды считают стабильной, если ее изменение в СИКН не превышает 0,2 °С за время прохождения поршня от одного детектора до другого (в двунаправленных ТПУ - в обоих направлениях);

- проводят установку нуля СРМ согласно технической документации.

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

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

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

- СИ, входящие в состав СИКН, поверка которых проводится в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ, должны иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

При внешнем осмотре СРМ устанавливают соответствие СРМ следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в технической документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;
- надписи и обозначения на СРМ четкие и соответствуют требованиям технической документации.

СИКН, непрошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН

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

7.2.1.1 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 (далее по тексту – ИВК) проводят в следующей последовательности:

- включить питание ИВК, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК основного меню или войти в основное меню;

- в основном меню выбрать пункт «ПРОСМОТР 2»;
- выбрать пункт меню «ВЕРСИЯ ПРОГРАММЫ»;
- на экране отобразятся идентификационные данные ПО.

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

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО «Rate» проводят в следующей последовательности:

- в верхней части главного окна программы необходимо нажать вкладку «Версия»;
- в открывшемся окне нажать вкладку «Получить данные по библиотеке», после чего отобразятся идентификационные данные.

7.3 Опробование

7.3.1 Опробование проводят в соответствии с документами на поверку СИ, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) СИ.

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

7.3.3 Проверяют герметичность СИКН.

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

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

7.3.6 Опробование процедуры определения метрологических характеристик СРМ проводят совместно со СИ. Устанавливают массовый расход измеряемой среды в пределах

рабочего диапазона измерений массового расхода СРМ. Наблюдают на дисплее ИВК значения следующих параметров:

- частоты выходного сигнала СРМ;
- массового расхода измеряемой среды в СРМ;
- температуры и давления измеряемой среды на входе и выходе ТПУ;
- плотности, температуры и давления измеряемой среды в ПП.

Запускают поршень ТПУ. При прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов выходного сигнала СРМ, при прохождении поршня через второй детектор - за окончанием отсчета импульсов. Для двунаправленных ТПУ проводят те же операции при движении поршня в обратном направлении.

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

7.4.1.1 Поверку преобразователей давления измерительных 3051, датчиков давления Метран-100, термопреобразователей сопротивления платиновых с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644, ПП, влагомеров нефти поточных УДВН-1пм, преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительного модели 7829, ротаметра Н250, ТПУ, ИВК, манометров для точных измерений МТИ-1246, термометров ртутных стеклянных лабораторных ГЛ-4 проводят в соответствии с документами на поверку и с периодичностью, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

7.4.2 Определение метрологических характеристик СРМ

7.4.2.1 При определении метрологических характеристик СРМ определяют:

- градуировочный коэффициент СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода или коэффициент коррекции СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода;
- границу относительной погрешности СРМ в рабочем диапазоне измерений.

Определение метрологических характеристик СРМ проводят не менее чем при трех значениях массового расхода рабочей жидкости из диапазона измерений массового расхода, установленного для СРМ (далее по тексту – точках расхода), включая минимальное и максимальное значение. В каждой точке расхода для рабочих СРМ проводят не менее пяти измерений, для контрольных СРМ проводят не менее семи измерений. Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

Устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям СРМ.

Проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного массового расхода.

Запускают поршень ТПУ. После прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого, количество импульсов выходного сигнала СРМ, температуру, давление и плотность рабочей жидкости.

Массовый расход рабочей жидкости через СРМ вычисляют по формуле (7).

При необходимости проводят корректировку значения массового расхода регулятором расхода или запорной арматурой.

После стабилизации массового расхода проводят необходимое количество измерений.

Запускают поршень ТПУ. При прохождении поршнем первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала СРМ и времени прохождения поршня между детекторами, при прохождении второго детектора - заканчивает.

Для определения средних значений за время измерения (время прохождения поршня между детекторами) ИВК периодически фиксирует значения следующих параметров:

- температуры рабочей жидкости на входе и выходе ТПУ;
- давления рабочей жидкости на входе и выходе ТПУ;
- температуры рабочей жидкости в ПП;
- давления рабочей жидкости в ПП;
- плотности рабочей жидкости в ПП.

При использовании термометров и манометров с визуальным отсчетом допускается фиксировать температуру и давление один раз за время прохождения поршня.

Если количество импульсов выходного сигнала СРМ за время прохождения поршня ТПУ между детекторами меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями импульсов.

Для однонаправленной ТПУ прохождение поршня от одного детектора до другого принимают за одно измерение.

Результаты измерений заносят в протокол. Форма протокола подтверждения метрологических характеристик приведена в приложении А.

При заполнении протокола полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерения	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр
Массовый расход	т/ч	1	
Объем	м ³		6
Масса	т		6
Температура	°С	2	
Давление	МПа	2	
Плотность	кг/м ³	2	
Количество импульсов	имп		5
Интервал времени	с		4
Погрешность, СКО	%	3	
Коэффициент преобразования	имп/т		5
Коэффициент коррекции		5	
Градуировочный коэффициент	г/с/мкс		5
Коэффициент объемного расширения	1/°С	6	

Примечание – Если количество цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр, то число округляют до целого.

7.4.2.2 Обработка результатов измерений

Массу измеряемой среды, определенную с помощью СИ и ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода $M_{ТПУji}$, т, вычисляют по формулам

$$M_{ТПУji} = V_0 \times K_{ji} \times K_{рji} \times \rho_{ППji} \times \frac{CTL_{ТПУji} \times CPL_{ТПУji}}{CTL_{ППji} \times CPL_{ППji}} \times 10^{-3}, \quad (2)$$

$$K_{ji} = 1 + 3 \times \alpha_i \times (t_{ТПУji} - 20), \quad (3)$$

$$K_{рji} = 1 + 0,95 \times \frac{P_{ТПУji} \times D}{E \times S}, \quad (4)$$

$$t_{ТПУji} = \frac{t_{ВхТПУji} + t_{ВыхТПУji}}{2}, \quad (5)$$

$$P_{ТПУji} = \frac{P_{ВхТПУji} + P_{ВыхТПУji}}{2}, \quad (6)$$

где V_0 – вместимость калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях ($t = 20$ °С и $P = 0$ МПа), м³;

K_{tji} – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ТПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, вычисленный по формуле (3) для ТПУ;

$K_{рji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ТПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

$\rho_{ппji}$ – плотность измеряемой среды за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м³;

$CTL_{ТПУji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, определенный для температуры измеряемой среды в ТПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (вычисляют по приложению Б);

$CPL_{ТПУji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определенный для давления измеряемой среды в ТПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (вычисляют по приложению Б);

$CTL_{ППji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, определенный для температуры измеряемой среды в ПП для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (вычисляют по приложению Б);

$CPL_{ППji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определенный для давления измеряемой среды в ПП для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (вычисляют по приложению Б);

α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ТПУ (из технической документации на ТПУ или определяют по таблице Г.2 приложения Г), 1/°С;

$t_{ТПУji}$ – среднее значение температуры измеряемой среды в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, °С;

$t_{ВхТПУji}$, $t_{ВыхТПУji}$ – температура измеряемой среды на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, °С;

$P_{ТПУji}$ – среднее значение избыточного давления рабочей жидкости в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;

$P_{ВхТПУji}$, $P_{ВыхТПУji}$ – давление измеряемой среды на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;

D – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ (из технической документации на ТПУ), мм;

S – толщина стенок калиброванного участка ТПУ (из технической документации на ТПУ), мм;

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ (из технической документации на ТПУ или определяют по таблице Г.2 приложения Г), МПа.

Вычисление массы рабочей жидкости допускается проводить согласно алгоритму, реализованному в ИВК, прошедшем испытания в целях утверждения типа.

Массовый расход измеряемой среды через СРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода Q_{ji} , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{ji} = \frac{M_{ТПУji}}{T_{ji}} \times 3600, \quad (7)$$

где $M_{ТПУji}$ – масса измеряемой среды, определенная с помощью СИ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

T_{ji} – время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, с.

Массовый расход измеряемой среды через СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода Q_j , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j}, \quad (8)$$

где Q_{ji} – массовый расход измеряемой среды через СРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т/ч;

n_j – количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Нижний и верхний предел рабочего диапазона измерений массового расхода Q_{min} , Q_{max} , т/ч, вычисляют по формулам

$$Q_{min} = \min(Q_j), \quad (9)$$

$$Q_{max} = \max(Q_j), \quad (10)$$

где Q_j – массовый расход измеряемой среды через СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т/ч.

Массу рабочей жидкости, определенную с помощью СРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода M_{ji} , т, вычисляют по формуле

$$M_{ji} = \frac{N_{ji}}{K_{ПМ}}, \quad (11)$$

где N_{ji} – количество импульсов от СРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, имп;

$K_{ПМ}$ – коэффициент преобразования СРМ, имп/т.

Градуировочный коэффициент СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода K_M , г/с/мкс вычисляют по формуле

$$K_M = \frac{\sum_{j=1}^m K_{Mj}}{m}, \quad (12)$$

$$K_{Mj} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{Mji}}{n_j}, \quad (13)$$

$$K_{Mji} = \frac{M_{ТПУji}}{M_{ji}} \times K_{M \text{ усн}}, \quad (14)$$

где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

m – количество точек рабочего диапазона измерений массового расхода;

K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

n_j – количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 $M_{ТПУji}$ – масса измеряемой среды, определенная с помощью СИ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

M_{ji} – масса измеряемой среды, определенная с помощью СРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

$K_{Муст}$ – градуировочный коэффициент, установленный в СРМ на момент подтверждения метрологических характеристик СРМ, г/с/мкс.

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

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m}, \quad (15)$$

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ji}}{n_j}, \quad (16)$$

$$MF_{ji} = \frac{M_{ТПУji}}{M_{ji}} \times MF_{уст}, \quad (17)$$

где MF_j – среднее значение коэффициента коррекции СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

m – количество точек рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} – значение коэффициента коррекции СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

n_j – количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

$M_{ТПУji}$ – масса измеряемой среды, определенная с помощью СИ и ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

M_{ji} – масса измеряемой среды, определенная с помощью СРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

$MF_{уст}$ – коэффициент коррекции, установленный в СРМ на момент подтверждения метрологических характеристик СРМ.

Оценка СКО результатов измерений в поверяемых точках

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_j , %, вычисляют по формуле

$$S_j = \begin{cases} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1}} \times \frac{1}{K_{Mj}} \times 100 \text{ при определении } K_M \\ \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \times \frac{1}{MF_j} \times 100 \text{ при определении } MF \end{cases}, \quad (18)$$

где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

MF_j – среднее значение коэффициента коррекции СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} – значение коэффициента коррекции СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

n_j – количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,05 \% \quad (19)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (19) выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений, согласно приложению В.

Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение условия (19) и повторно проводят измерения.

Границу неисключенной систематической погрешности СРМ в рабочем диапазоне измерений расхода, Θ , %, вычисляют по формулам

$$\theta = 1,1 \times \sqrt{\theta_{\Sigma 0}^2 + \theta_{V0}^2 + \theta_t^2 + \theta_\rho^2 + \theta_A^2 + \theta_{ИВК}^2 + \theta_Z^2 + \theta_{M_t}^2 + \theta_{M_\rho}^2}, \quad (20)$$

$$\theta_t = \beta_{max} \times 100 \times \sqrt{\Delta t_{ТПУ}^2 + \Delta t_{ПП}^2}, \quad (21)$$

$$\beta_{max} = \max(\beta_{ji}), \quad (22)$$

$$\theta_\rho = \frac{\Delta \rho_{ПП}}{\rho_{ПП \min}} \times 100, \quad (23)$$

$$\rho_{ПП \min} = \min(\rho_{ППji}), \quad (24)$$

$$\theta_A = \begin{cases} \max\left(\left|\frac{K_{Mj} - K_M}{K_M}\right| \times 100\right) & \text{при определении } K_M \\ \max\left(\left|\frac{MF_j - MF}{MF}\right| \times 100\right) & \text{при определении } MF \end{cases}, \quad (25)$$

$$\theta_Z = 0 \text{ для СРМ с коррекцией стабильности нуля}, \quad (26)$$

$$\theta_{ИВК} = \delta_{ИВК}, \quad (27)$$

$$\theta_{M_t} = \begin{cases} \frac{\delta_{t \text{ доп}} \times Q_{ном} \times \Delta t}{Q_{\min}} \\ \frac{\delta_{t \text{ доп}} \times Q_{ном} \times \Delta t}{Q_{\max}} \end{cases}, \quad (28)$$

$$\Delta t = \max[(t_{max} - t_{\Pi}), (t_{\Pi} - t_{min})], \quad (29)$$

$$\theta_{M_\rho} = 10 \times \delta_{\rho \text{ доп}} \times \Delta P, \quad (30)$$

$$\Delta P = \max[(P_{max} - P_{\Pi}), (P_{\Pi} - P_{min})], \quad (31)$$

где $\Theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ТПУ (из свидетельства о поверке ТПУ), %;

Θ_{V0} – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ (из свидетельства о поверке ТПУ), %;

θ_t – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры измеряемой среды в ТПУ и ПП, %;

Θ_p – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ПП, %;

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

$\Theta_{ИВК}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, %;

$\delta_{ИВК}$ – предел допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования СРМ ИВК (из свидетельства о поверке ИВК), %;

Θ_Z – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ, %;

Θ_{Mt} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры измеряемой среды в условиях эксплуатации СРМ от температуры измеряемой среды при подтверждении метрологических характеристик (вариант вычислений выбирают в соответствии с описанием типа СРМ), %;

Θ_{Mp} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления измеряемой среды в условиях эксплуатации СРМ от давления измеряемой среды при поверке, %;

β_{max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды за время поверки, $1/^\circ\text{C}$;

β_{ji} – коэффициент объемного расширения измеряемой среды для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (выбирают по таблице А.1 ГОСТ 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»), $1/^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{ТПУ}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры, установленных в ТПУ (из свидетельства о поверке преобразователя температуры), $^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{ПП}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ПП (из свидетельства о поверке преобразователя температуры), $^\circ\text{C}$;

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

$\rho_{ППmin}$ – минимальное значение плотности измеряемой среды за время подтверждения метрологических характеристик, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{ППji}$ – плотность измеряемой среды за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, $\text{кг}/\text{м}^3$;

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

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

Q_{max} – верхний предел рабочего диапазона измерений массового расхода СРМ, т/ч;

$\delta_{дон}$ – значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением температуры измеряемой среды при эксплуатации СРМ от температуры измеряемой среды при подтверждении метрологических характеристик (из описания типа или технической документации на СРМ), $\%/^\circ\text{C}$;

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

Δt – максимальное отклонение температуры измеряемой среды при эксплуатации СРМ от температуры измеряемой среды при подтверждении метрологических характеристик, $^\circ\text{C}$;

t_{Π} – среднее значение температуры измеряемой среды при подтверждении метрологических характеристик (допускается использовать среднее значение температуры измеряемой среды в ТПУ), °С;

t_{min}, t_{max} – нижний и верхний предел рабочего диапазона температур измеряемой среды при эксплуатации СРМ, °С;

$\delta_{p\delta on}$ – значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением давления измеряемой среды при эксплуатации СРМ от давления измеряемой среды при подтверждении метрологических характеристик (из описания типа или технической документации на СРМ), %/0,1 МПа;

ΔP – максимальное отклонение давления измеряемой среды при эксплуатации СРМ от давления измеряемой среды при подтверждении метрологических характеристик, МПа;

P_{min}, P_{max} – нижний и верхний предел рабочего диапазона давлений измеряемой среды при эксплуатации СРМ, МПа;

P_n – среднее значение давления измеряемой среды при подтверждении метрологических характеристик (допускается использовать среднее значение давления измеряемой среды в ТПУ), МПа.

СКО среднего значения результатов измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_{0j} , %, вычисляют по формуле

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}, \quad (32)$$

где S_j – СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, %;

n_j – количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

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

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j), \quad (33)$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \times S_{0j}, \quad (34)$$

где ε_j – граница случайной погрешности в j -ой точке рабочего диапазона, %;

$t_{0,95j}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений n_j в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (определяют по таблице Г.1 приложения Г);

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

Границу относительной погрешности СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода δ , %, определяют по формулам

$$\delta = \begin{cases} K \times S_{\Sigma} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta}{S_0} \leq 8 \\ \theta & \text{если } \frac{\theta}{S_0} > 8 \end{cases}, \quad (35)$$

$$K = \frac{\varepsilon + \theta}{S_0 + S_{\theta}}, \quad (36)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_{\theta}^2 + S_0^2}, \quad (37)$$

$$S_{\theta} = \sqrt{\frac{\theta_{\Sigma 0}^2 + \theta_{V0}^2 + \theta_t^2 + \theta_{\rho}^2 + \theta_A^2 + \theta_{ИВК}^2 + \theta_Z^2 + \theta_{Mт}^2 + \theta_{MP}^2}{3}}, \quad (38)$$

где ε – граница случайной погрешности СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %;

Θ – граница неисключенной систематической погрешности СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %;

K – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей;

S_{Σ} – суммарное СКО результата измерений, %;

S_{θ} – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %;

S_{θ} – СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %.

Оценивание границы относительной погрешности

СРМ допускается к применению в качестве рабочего при выполнении условия

$$\delta \leq 0,25 \% \quad (39)$$

СРМ допускается к применению в качестве контрольного при выполнении условия

$$\delta \leq 0,20 \% \quad (40)$$

Если данные условия не выполняются, то рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений массового расхода;

- уменьшить рабочий диапазон измерений массового расхода;

- установить коррекцию СРМ по давлению (при отсутствии коррекции).

При повторном невыполнении данных условий поверку прекращают.

7.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

7.4.3.1 При прямом методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.595 за относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН δM_B , %, принимают погрешность, равную пределам допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти с применением СРМ $\pm 0,25$ %.

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

7.4.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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

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

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{(\delta M_B)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (41)$$

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляется по формуле (46). При измерениях объемной доли воды ВН вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B} \quad (42)$$

где $\Delta\varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, %;

ρ_B – плотность воды при условиях измерений φ_B , кг/м³;

ρ_H^B – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляется по формуле (46);

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta\varphi_{XC}}{\rho_{\varphi_{XC}}}, \quad (43)$$

где $\Delta\varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, вычисляемая по формуле (46), мг/дм³;

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

W_B – массовая доля воды в нефти, %, определенная в лаборатории. При измерениях объемной доли воды ВН массовая доля воды вычисляется ИВК по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (44)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, измеренная ВН, %;

ρ_B – плотность воды при условиях измерений φ_B , кг/м³;

ρ_H^B – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

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

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

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_{\varphi_{XC}}}, \quad (45)$$

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

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

7.4.4.3 Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти в лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (46)$$

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

7.4.4.5 Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

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

Примечания

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

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

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

8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее по тексту – Порядок проведения поверки средств измерений).

8.2 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно приложению А.

8.3 Результаты определения метрологических характеристик СРМ приводят в протоколе поверки СИКН по форме, приведенной в приложении А настоящей методики поверки. Протокол поверки СРМ является неотъемлемой частью свидетельства о поверке СИКН. При оформлении протоколов средствами вычислительной техники и вручную допускается формы протоколов представлять в измененном виде. Устанавливают новое значение K_M или MF в СРМ в соответствии с технической документацией на СРМ. Для исключения возможности несанкционированного доступа на элементы корпуса СРМ устанавливают пломбы на СРМ, несущих на себе оттиск клейма поверителя, в соответствии с МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

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

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование средства измерений: _____
Тип, модель, изготовитель: _____
Заводской номер: _____
Владелец: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

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

А.2. Подтверждение соответствия программного обеспечения: _____
(соответствует/не соответствует)

А.3. Опробование: _____
(соответствует/не соответствует)

А.4. Определение метрологических характеристик

А.4.1 Определение метрологических характеристик СРМ

Результаты определения метрологических характеристик счетчика-расходомера массового Micro Motion

Место проведения: _____

СРМ: Датчик: _____ Тип _____ Зав. № _____

Преобразователь: _____ Тип _____ Зав. № _____

ТПУ: Тип _____ Зав. № _____

ПП: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Измеряемая среда _____

Таблица 1 – Исходные данные

Детекторы	$V_0, \text{м}^3$	$D, \text{мм}$	$S, \text{мм}$	$E, \text{МПа}$	$\Theta_{\Sigma 0}, \%$	$\Theta_{V_0}, \%$
1	2	3	4	5	6	7

Продолжение таблицы 1

$\Delta t_{ТПУ}, ^\circ\text{C}$	$\Delta t_{ПП}, ^\circ\text{C}$	$\Delta \rho_{ПП}, \text{кг/м}^3$	$\delta_{ИВК}, \%$	$K_{ПМ}, \text{имп/т}$	$K_{Муст}, \text{г/с/мкс}$	$MF_{уст}$	$Q_{ном}, \text{т/ч}$
8	9	10	11	12	13	14	15

Окончание таблицы 1

$ZS, \text{т/ч}$	$\delta_{\text{доп}}, \%/^\circ\text{C}$	$\delta_{P_{доп}}, \%/0,1 \text{ МПа}$	$t_{min}, ^\circ\text{C}$	$t_{max}, ^\circ\text{C}$	$P_{min}, \text{МПа}$	$P_{max}, \text{МПа}$
16	17	18	19	20	21	22

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ./№ изм	Q_{ji} , т/ч	Детекторы	T_{ji} , с	$t_{пуji}$, °С	$P_{пуji}$, МПа	$\rho_{ппji}$, кг/м	$t_{ппji}$, °С
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
...
1/ n_l							
...
$m/1$							
...
m/n_m							

Окончание таблицы 2

№ точ./№ изм.	$P_{ппji}$, МПа	β_{ji} , 1/°С	N_{ji} , имп	$M_{тпуji}$, т	M_{ji} , т	$MF_{ji} (K_{Mji})$, (г/с/мкс)
1	9	10	11	12	13	14
1/1						
...
1/ n_l						
...
$m/1$						
...
m/n_m						

Таблица 3 – Результаты определения метрологических характеристик в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_j , т/ч	$MF_j (K_{Mj})$, (г/с/мкс)	n_j	S_j , %	S_{0j} , %	$t_{0,95j}$	ϵ_j , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...
m							

Таблица 4 – Результаты определения метрологических характеристик в рабочем диапазоне

Q_{min} , т/ч	Q_{max} , т/ч	$MF (K_M)$, (г/с/мкс)	S_0 , %	ε , %	Θ_A , %	Θ_Z , %	Θ_p , %
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы 4

Θ_t , %	t_{II} , °C	Θ_{M_t} , %	P_{II} , МПа	Θ_{M_P} , %	Θ , %	δ , %
9	10	11	12	13	14	15

Примечание – При определении коэффициента коррекции в столбец 14 таблицы 2, столбец 3 таблицы 3 и столбец 3 таблицы 4 заносят значения коэффициента коррекции, при определении градуировочного коэффициента – значения градуировочного коэффициента, в шапки таблиц заносят соответствующие названия столбцов.

Относительная погрешность счетчика-расходомера массового в соответствии с п. 7.4.1.2: _____
(соответствует/не соответствует)

А.4.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти в соответствии с п. 7.4.2.2: _____
(соответствует/не соответствует)

А.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

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

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти в соответствии с п. 7.4.3.7: _____
(соответствует/не соответствует)

должность лица,
проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки

Приложение Б
(справочное)

Определение коэффициентов CTL , CPL и β

Б.1 Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL , учитывающего влияние температуры на объем измеряемой среды (при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) определяют по формулам

$$CTL = \exp[-\alpha_{15} \times \Delta t \cdot (1 + 0,8 \times \alpha_{15} \times \Delta t)], \quad (\text{Б.1})$$

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{Б.2})$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (\text{Б.3})$$

где α_{15} – значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, $1/^\circ\text{C}$;

ρ_{15} – значение плотности измеряемой среды при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, кг/м^3 ;

t – значение температуры измеряемой среды, $^\circ\text{C}$.

Б.2 Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL , учитывающего влияние давления на объем измеряемой среды (при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) определяют по формулам

$$CPL = \frac{1}{1 - b \times P \times 10}, \quad (\text{Б.4})$$

$$b = 10^{-4} \times \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \times t + \frac{0,87096 \times 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \times 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right), \quad (\text{Б.5})$$

где P – значение избыточного давления измеряемой среды, МПа;

10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

Б.2.3 Определение коэффициента β

Значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды, β , $1/^\circ\text{C}$:

$$\beta = \alpha_{15} + 1,6 \times \alpha_{15}^2 \times (t - 15). \quad (\text{Б.6})$$

Б.2.4 Определение плотности ρ_{15}

Значение плотности измеряемой среды при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, ρ_{15} , кг/м^3 определяют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{ПП}}{CTL_{ПП} \times CPL_{ПП}}, \quad (\text{Б.7})$$

где $\rho_{ПП}$ – значение плотности измеряемой среды в ПП, кг/м^3 ;

$CTL_{ПП}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, определенный для $t_{ПП}$ и ρ_{15} ;

$CPL_{ПП}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определенный для $t_{ПП}$, $P_{ПП}$ и ρ_{15} .

Для определения ρ_{15} необходимо определить значения $CTL_{ПП}$ и $CPL_{ПП}$, а для определения $CTL_{ПП}$ и $CPL_{ПП}$, в свою очередь, необходимо определить значение плотности при стандартных условиях ρ_{15} . Поэтому значение ρ_{15} определяют методом последовательного приближения.

1) Определяют значения $CTL_{пп(1)}$ и $CPL_{пп(1)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{пп}$.

2) Определяют значения $\rho_{15(1)}$, кг/м³:

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(1)} \times CPL_{пп(1)}} \quad (\text{Б.8})$$

3) Определяют значения $CTL_{пп(2)}$ и $CPL_{пп(2)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{15(1)}$.

4) Определяют значение $\rho_{15(2)}$, кг/м³:

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(2)} \times CPL_{пп(2)}} \quad (\text{Б.9})$$

5) Аналогично пунктам (3) и (4), определяют значения $CTL_{пп(i)}$, $CPL_{пп(i)}$ и $\rho_{15(i)}$ для i -го цикла вычислений и проверяют выполнение условия:

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,01 \text{ кг/м}^3, \quad (\text{Б.10})$$

где $\rho_{15(i)}$, $\rho_{15(i-1)}$ – значения ρ_{15} , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м³.

Процесс вычислений продолжают до выполнения данного условия. За значение ρ_{15} принимают последнее значение $\rho_{15(i)}$.

Приложение В (справочное)

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении метрологических характеристик.

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода, S_{Kj} , %, определяют по формуле

$$S_{Kj} = \begin{cases} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1}} & \text{при определении } K_M \\ \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} & \text{при определении } MF \end{cases}, \quad (\text{В.1})$$

где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

MF_j – среднее значение коэффициента коррекции СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} – значение коэффициента коррекции СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

n_j – количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Примечание – При $S_{Kj} < 0,001$ принимаем $S_{Kj} = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U :

$$U = \begin{cases} \max \left(\left| \frac{K_{Mji} - K_{Mj}}{S_{Kj}} \right| \right) & \text{при определении } K_M \\ \max \left(\left| \frac{MF_{ji} - MF_j}{S_{Kj}} \right| \right) & \text{при определении } MF \end{cases}, \quad (B.2)$$

где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

MF_j – среднее значение коэффициента коррекции СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} – значение коэффициента коррекции СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

Skj – СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Если значение U больше или равно значению h , взятому из таблицы, то результат измерения должен быть исключен как промах.

Таблица В.1 – Критические значения для критерия Граббса

n	5	6	7	8	9	10	11	12
h	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412

Приложение Г
Справочные материалы

Г.1 Квантиль распределения Стьюдента

Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{0,95}$ при доверительной вероятности $P = 0,95$ в зависимости от количества измерений приведены в таблице Г.1.

Таблица Г.1 – Значения квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,95$

n - 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$t_{0,95}$	12,706	4,303	3,182	2,766	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201

Г.2 Коэффициенты расширения и модули упругости

Значения коэффициентов линейного расширения материала стенок калиброванного участка ТПУ, материала планки крепления детекторов КП, квадратичный коэффициент расширения материала стенок калиброванного участка КП и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ТПУ в зависимости от материала приведены в таблице Г.2.

Таблица Г.2 – Коэффициенты линейного расширения, квадратичные коэффициенты расширения и модули упругости материалов

Материал	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$1,12 \times 10^{-5}$	$2,07 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,73 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,59 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$1,08 \times 10^{-5}$	$1,97 \times 10^5$
Инвар	$1,44 \times 10^{-6}$	