

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

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

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию
ФГУП «ВНИИР»

А.С. Тайбинский

«15» декабря 2017 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№1016. ОСНОВНАЯ СХЕМА УЧЕТА

Методика поверки

МП 0589-14-2017

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки «Системы измерений количества и показателей качества нефти №1016. Основная схема учета (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Первичная поверка СИКН выполняется до ввода ее в эксплуатацию, а также после ее ремонта.

Периодическая поверка СИКН проводится в процессе ее эксплуатации.

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

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

Интервал между поверками установки поверочной трубопоршневой двунаправленной (далее – стационарная ТПУ) и манометров МПТИ-М1 установленных на стационарной ТПУ – 24 месяца.

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 документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	7.4	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	7.4.1	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	7.4.2	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости», обеспечивающий возможность поверки счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (модификации CMF 400) с измерительными преобразователем серии 2700 (далее – СРМ), входящих в состав СИКН, во всем диапазоне измерений.

2.2 Средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 3 настоящей методики поверки.

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

3 Требования к квалификации поверителей

3.1 Поверку СИКН проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

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

4 Требования безопасности

4.1 При проведении поверки 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», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (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 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

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

4.4 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.

5 Условия поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

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

Таблица 2 – Характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	Нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон расхода через СИКН, т/ч: - минимальный - номинальный - максимальный	80 350 480
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	От 2 до 100
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 790 до 930
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа: - минимально допустимое - рабочее - максимальное	0,2 0,5 0,8
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	От +5 до +35
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , (ppm), не более	20
Содержание свободного газа	Не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Режим работы СИКН	Постоянный

6 Подготовка к поверке

6.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и документами на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

7.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

– на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов 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, должны быть поверены (калиброваны) и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки или калибровки, в соответствии с их методиками поверки и (или) 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».

7.1.3 СИ, входящие в состав СИКН, поверяют в соответствии с методиками поверки, указанными в таблице 3. СИ, не участвующие в определении массы нефти или, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, допускается калибровать не реже одного раза в год в соответствии с действующими документами.

7.1.4 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке, сертификатов о калибровке на СИ, входящие в состав СИКН.

7.1.5 СИКН, непрошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

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

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss модели S600+ (далее - ИВК) проводят в следующей последовательности:

а) включить питание ИВК, если питание было выключено;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК главного меню или войти в главное меню;

в) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню «5. SYSTEM SETTINGS»;

г) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «7. SOFTWARE VERSION»;

д) нажатием клавиши «Стрелка вправо» получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) VERSION CONTROL FILE CSUM – контрольная сумма;

2) VERSION CONTROL APPLICATION SW – версия ПО ИВК.

Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным указанным в описании типа на СИКН.

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

7.3 Опробование

7.3.1 Опробование проводят в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

7.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации на систему, возможность получения отчета.

7.3.3 Проверяют герметичность СИКН.

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

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Документы
СРМ	Приложение А настоящей методики поверки
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2009 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» МИ 2302-1МГ-2003 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3302-2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7827 и 7829. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВН)	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 3144P	МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых калибраторов температуры серии АТС-R исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания» Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки, разработана и утверждена ВНИИМС, октябрь 2004 г. ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051 (предназначенные для измерения избыточного давления) и преобразователи давления измерительные 3051(предназначенные для измерения разности давления)	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
ИВК	«Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ и манометры показывающие для точных измерений МПТИ-М1	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion (модификации R)	ГСИ. Счетчики расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки. ВНИИМС, 2010 г.
Стационарная ТПУ	МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором»

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик.

7.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений СИКН принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти с применением СРМ.

Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25$ %.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

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

Относительную погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти δM_H , %, определяют по формуле

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

где δM_B – относительная погрешность СИКН при измерении массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерении в лаборатории определяется по формуле (6), при измерении объемной доли воды ВН вычисляют по формуле:

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (2)$$

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, %, вычисляют по формуле (6);

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (3)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляют по формуле (6);

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

W_B – максимальное значение массовой доли воды в нефти, %; при измерении объемной доли воды ВН массовая доля воды вычисляется ИВК по формуле:

$$W_B = \varphi_B \cdot \frac{\rho_B}{\rho_H} \quad (4)$$

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

$W_{МП}$ – максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;

W_{XC} – максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляют по формуле:

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H}, \quad (5)$$

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

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

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

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

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «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».

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

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН 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 г. № 1815.

Результаты поверки оформляют протоколом в двух экземплярах согласно приложению А.7. Один экземпляр протокола, подписанного поверителем и закрепленного оттиском личного поверительного клейма поверителя согласно Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», прилагают к свидетельству о поверке как обязательное приложение.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти, а также диапазон измеряемого расхода СИКН, состоящий из значений минимального и максимального расхода. За значение минимального расхода принимают минимальный расход того преобразователя расхода, у которого расход из всех рабочих преобразователей расхода наименьший (согласно свидетельствам об их поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму максимальных расходов преобразователей расхода, установленных на рабочих измерительных линиях СИКН (согласно свидетельствам об их поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

8.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа, утвержденного приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815.

Приложение А (обязательное)

Методика поверки СРМ, входящих в состав СИКН

Настоящая методика поверки распространяется на СРМ, применяемые в составе СИКН, и устанавливает методику их первичной и периодической поверок на месте эксплуатации с помощью установки поверочная трубопоршневой двунаправленной (далее – ТПУ).

Интервал между поверками не более 12 месяцев.

А.1 Операции и средства поверки

А.1.1 При проведении поверки выполняют следующие операции:

- внешний осмотр (А.6.1);
- опробование (А.6.2);
- определение метрологических характеристик измерений массы (А.6.3);

А.1.2 При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

А.1.3 ТПУ, обеспечивающая поверку СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода, с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1\%$.

А.1.4 ПП с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$.

Примечания

Используют ПП, смонтированный стационарно в составе СИКН или переносной, который устанавливают на время поверки на предусмотренное проектом место.

Внутренняя полость ПП, смонтированного стационарно, должна быть очищена от отложений, ПП должен иметь положительные результаты контроля метрологических характеристик (КМХ), выполненного непосредственно перед поверкой СРМ.

А.1.5 Измерительные преобразователи избыточного давления с унифицированным токовым выходным сигналом (далее – ДД) с пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5\%$.

А.1.6 Датчики температуры (термосопротивления класса А в комплекте с измерительными преобразователями) (далее – ДТ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности комплекта не более $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$.

Примечания

Используют ДД и ДТ, установленные на измерительной линии (ИЛ) с поверяемым СРМ и на ТПУ.

При применении передвижной ТПУ без ДД и ДТ используют ДД и ДТ, установленные (устанавливаемые) на технологических отводах, предназначенных для подключения передвижной ТПУ. Допускается использование установленных на передвижной ТПУ: манометров класса точности 0,6, термометров с ценой деления $0,1 \text{ }^\circ\text{C}$ и с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$.

А.1.7 Система обработки информации (СОИ), обеспечивающее:

- прием и обработку токовых сигналов от ДТ, ДД, установленных на ТПУ и ИЛ, в БИК и частотного сигнала от ПП;
- индикацию текущих значений температуры, давления нефти в ТПУ и ПП;
- индикацию текущих значений плотности, измеряемых ПП;
- измерение количества импульсов, выдаваемых СРМ (в том числе и долей периодов, если количество импульсов СРМ за один проход шарового поршня ТПУ менее 10000 импульсов);

Примечания

За один проход шарового поршня принимают:

- для однонаправленных ТПУ: прохождение поршнем калиброванного участка от детектора «пуск» до детектора «стоп»;
- для двунаправленных ТПУ: прохождение поршнем калиброванного участка от детектора «пуск» до детектора «стоп» и обратно.

- измерение времени прохождения шаровым поршнем калиброванного участка ТПУ.

А.1.8 Пределы допускаемой относительной погрешности СОИ:

- вычислений *MF*-коэффициент коррекции СРМ (имп/т) не более $\pm 0,025$ %.

А.1.9 Все средства поверки должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки (оттиски поверительного клейма) с действующими сроками.

Допускается применение других средств поверки, метрологические характеристики которых удовлетворяют требованиям настоящей методики поверки.

А.3 Требования безопасности, охраны труда и к квалификации поверителей

А.3.1 При проведении поверки 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», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (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.

А.3.2 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

А.3.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования»

А.3.4 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.

А.4 Условия поверки

А.4.1 Поверку СРМ проводят в комплекте на месте эксплуатации: сенсор совместно с первичным электронным преобразователем (далее – ПЭП).

А.4.2 Поверку проводят в рабочем диапазоне расхода (далее – рабочий диапазон). Рабочий диапазон для поверяемого СРМ определяет владелец СИКН и оформляет в виде справки произвольной формы перед каждой поверкой. Справку, согласованную принимающей и

сдающей сторонами, владелец представляет представителю сервисной организации и поверителю.

Примечания

Рабочий диапазон СРМ, используемого в качестве контрольного, должен охватить рабочие диапазоны каждого из рабочих СРМ.

В случае изменения в интервале между поверками нижнего предела рабочего диапазона в сторону уменьшения или верхнего предела в сторону увеличения от установленных значений (или и то, и другое одновременно) СРМ подлежит внеочередной поверке.

А.4.3 ТПУ допускается устанавливать, как до поверяемого СРМ по потоку нефти, так и после него.

А.4.4 Изменение температуры нефти за время одного измерения не должно превышать $\pm 0,2$ °С.

А.4.5 Изменение расхода нефти в процессе поверки от установленного значения (в точке расхода) не должно превышать $\pm 2,5$ %.

Примечание

Время одного измерения: время одного прохождения шаровым поршнем калиброванного участка ТПУ с учетом примечания к четвертому перечислению А.1.7.

А.4.7 Содержания свободного газа в нефти не допускают.

А.4.8 Избыточное давление нефти в конце технологической схемы поверки рекомендуется устанавливать не менее 0,3 МПа.

А.4.9 Требуемую величину поверочного расхода устанавливают с помощью регулятора расхода, установленного в конце технологической схемы поверки по потоку нефти.

А.5 Подготовка к поверке

А.5.1 При первичной поверке после ремонта, после замены сенсора или ПЭП, используя соответствующие коммуникатор или программное обеспечение, проводят конфигурирование ПЭП и сенсора в соответствии с инструкцией по эксплуатации на ПЭП.

А.5.2 Последовательно к поверяемому СРМ подключают ТПУ и подготавливают технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность.

Примечание к А.5.2 - Контрольно-резервный СРМ: СРМ, который технологически может подключаться к любому из рабочих СРМ последовательно и использоваться: а) как контрольное средство при КМХ рабочих СРМ; б) как рабочий СРМ - при необходимости.

А.5.3 Включают в работу поточный ПП, если инструкцией по эксплуатации СИКН предусмотрена его периодическая эксплуатация (только при поверках и КМХ СРМ по ТПУ), выполнив соответствующие технологические переключения.

А.5.4 Технологические переключения по А.5.2 ÷ А.5.4 проводят с соблюдением требований инструкции по эксплуатации СИКН.

А.5.5 Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилей (кранов), установленных на технологических трубопроводах СИКН, ТПУ и БИК.

А.5.6 Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, в технологической схеме поверки создают максимальное рабочее давление, которое может быть при поверке. СИКН считают испытанной на герметичность, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи нефти через фланцевые соединения, через сальники технологических задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилей (кранов).

А.5.7 Проверяют отсутствие протечек нефти через запорные органы задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилей (кранов) при их закрытом положении. В случае отсутствия возможности проверки герметичности запорных органов задвижек, вентилей (кранов)

или при установлении наличия протечек, во фланцевые соединения устанавливают металлические заглушки.

Примечание - В случае применения передвижной ТПУ дополнительно проверяют герметичность запорных задвижек (шаровых кранов).

А.5.8 Проводят проверку герметичности (отсутствия протечек нефти) узла переключения направления потока нефти (четырёхходового крана) согласно эксплуатационной документации ТПУ. Для двунаправленных ТПУ проверку проводят в обоих направлениях движения шарового поршня.

А.5.9 Устанавливают (монтируют) остальные средства поверки и проводят необходимые электрические соединения, проверяют правильность соединений.

Примечания - В случае применения ТПУ с двумя парами детекторов к СОИ подключают обе пары детекторов и при поверке используют оба значения объемов калиброванного участка ТПУ. В противном случае подключают только одну (любую) пару детекторов и используют соответствующее этой паре значение объема (емкости) калиброванного участка ТПУ.

А.5.10 Проверяют отсутствие воздуха (газа) в технологической схеме. При любом значении расхода (в рабочем диапазоне) проводят несколько пусков шарового поршня ТПУ. Открывая воздушные вентили, установленные на ТПУ, на верхних точках технологической схемы, в БИК, проверяют наличие воздуха (газа), при необходимости воздух (газ) выпускают. Считают, что воздух (газ) в технологической схеме отсутствует, если из вентиля вытекает струя нефти без пузырьков воздуха (газа).

А.5.11 Контролируют стабилизацию температуры нефти в технологической схеме, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков шарового поршня ТПУ. Температуру считают стабильной, если за один проход поршня изменение температуры не превышает $\pm 0,2$ °С.

А.5.12 Подготавливают средства поверки к ведению поверочных работ согласно инструкциям по их эксплуатации.

А.5.13 При первичной поверке (при вводе СРМ в эксплуатацию) или при использовании отдельного контроллера-вычислителя в качестве средства поверки (дополнительно к СОИ) проводят операции по А.5.13.1 ÷ А.5.13.3.

А.5.13.1 Выполняют конфигурирование импульсного выхода ПЭП СРМ, используя коммутатор или соответствующее программное обеспечение в память ПЭП вводят максимальное значение диапазона расхода, установленного заводом-изготовителем для поверяемого СРМ $Q_{\max}^{зав}$ (т/ч), и значение частоты f (Гц), условно соответствующее $Q_{\max}^{зав}$.

Принимают:

$$f \leq f_{ex\max} \leq f_{вых}^{СРМ}, \quad (A.1)$$

где $f_{вых}^{mac}$ – максимальная выходная частота поверяемого СРМ согласно техническому описанию, Гц;

$f_{вых}^{СРМ}$ – максимальная входная частота СОИ применяемого в качестве средства поверки, Гц.

Примечания

При конфигурировании вместо $Q_{\max}^{зав}$ допускается использовать максимальное значение рабочего диапазона по А.4.2.

А.5.13.2 В память СОИ вводят значение коэффициента преобразования СРМ по импульсному выходу ($KF_{конф}$, имп/т), определяют по формуле

$$KF_{\text{конф}} = \frac{f \cdot 3600}{Q_{\text{max}}}, \quad (\text{A.2})$$

где f и Q_{max} – согласно А.5.13.1 с учетом примечаний (при необходимости).

А.5.13.3 Выполняют конфигурирование каналов измерений температуры, давления, плотности СОИ.

А.5.14 При очередных (внеочередных) поверках с использованием СОИ проверяют выполнение условий, изложенных в А.5.13.1 ÷ А.5.13.3.

А.5.15 Проводят установку нуля поверяемого СРМ согласно заводской (фирменной) инструкции по эксплуатации данной модели СРМ.

А.5.16 При использовании АРМ оператора, имеющего аттестованные по МИ 2174 алгоритмы для автоматической обработки результатов измерений при поверке и автоматического формирования (оформления) протокола поверки, в АРМ оператора вводят исходные данные согласно протоколу поверки (приложение А.1) или проверяют достоверность и правильность ранее введенных исходных данных.

А.6 Проведение поверки

А.6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре поверяемого СРМ устанавливают:

- соответствие его комплектности перечню, указанному в заводской (фирменной) эксплуатационной документации (формуляре, паспорте);
- отсутствие механических повреждений, препятствующих его применению, дефектов внешних покрытий, ухудшающих его внешний вид;
- четкость, целостность надписей и обозначений, нанесенных на корпусе («шильдике»), их соответствие требованиям эксплуатационной документации;
- отсутствие нарушений герметичности кабельных вводов в ПЭП, отсутствие видимых повреждений кабеля(ей);
- соответствие заземлений сенсора и ПЭП требованиям заводской (фирменной) инструкции по эксплуатации СРМ, целостность заземляющих проводов.

А.6.2 Опробование

А.6.2.1 Проверяют индикацию на дисплее СОИ или на мониторе АРМ оператора текущих значений:

- плотности нефти, измеряемой ПП (кг/м³);
- температуры (°С) и давления (МПа) нефти в ТПУ, в ПП, измеряемых соответствующими ДТ и ДД.

А.6.2.2 Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, запускают шаровой поршень ТПУ и проводят пробное измерение.

При прохождении шаровым поршнем детектора «старт» в СОИ начинается отсчет нарастающих значений:

- количества импульсов, генерируемых СРМ (имп);
- времени прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ (с).

При прохождении поршнем детектора «стоп» в СОИ отсчет нарастающих значений перечисленных параметров прекращается.

Примечание - При использовании двунаправленной ТПУ СОИ отсчитывает нарастающие значения параметров, перечисленных в А.6.2.2, за периоды прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в прямом и обратном направлениях. В этом случае СОИ не отсчитывает значения перечисленных параметров за период времени от момента прохождения

поршнем детектора в прямом направлении до момента прохождения этого же детектора в обратном направлении после переключения направления потока.

А.6.3 Определение метрологических характеристик

А.6.3.1 Метрологические характеристики (МХ) СРМ определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона и значениях, установленных с интервалом 25÷30 % от максимального расхода рабочего диапазона.

Допускается определение МХ проводить в трех точках рабочего диапазона: при минимальном (Q_{min}), среднем $[0,5 \cdot (Q_{min} + Q_{max})]$ и максимальном (Q_{max}) значениях расхода (т/ч).

Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от Q_{min} в сторону увеличения или от Q_{max} в сторону уменьшения.

А.6.3.2 Устанавливают требуемый расход Q_j (т/ч), значение которого контролируют по А.6.3.3 или А.6.3.4.

А.6.3.3.1 После установления расхода запускают поршень, измеряют время прохождения поршня по калиброванному участку ТПУ и вычисляют значение расхода в j -й точке расхода $Q_{ТПУ\ ij}$ (т/ч) по формуле

$$Q_{ТПУ\ ij} = \frac{V_{npj}^{ТПУ} \cdot 3600}{T_{ij}} \cdot \rho_{npj}^{ПП} \cdot 10^{-3}, \quad (A.3)$$

где $V_{npj}^{ТПУ}$ - вместимость калиброванного участка ТПУ приведенная к рабочим условиям в ТПУ, имеющим место при i - м измерении при установлении расхода в j - й точке, м³;

T_{ij} - время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в j - й точке расхода с учетом примечания к А.6.2.2, с;

$\rho_{npj}^{ПП}$ - плотность нефти, измеренная ПП, приведенная к рабочим условиям в ТПУ, имеющим место при i - м измерении при установлении расхода в j - й точке, кг/м³.

А.6.3.3.2 Проверяют выполнение условия

$$\left| \frac{Q_j - Q_{ТПУj}}{Q_{ТПУj}} \right| \cdot 100 \leq 2,0\%. \quad (A.4)$$

А.6.3.3.3 В случае невыполнения условия (А.4) корректируют расход, контролируя его значение по А.6.3.3.1 и А.6.3.3.2.

Примечание - Установление требуемого поверочного расхода в каждой j -й точке и контроль его значения допускается проводить в соответствии с приложением А.2. Контроль требуемого поверочного расхода реализован в алгоритмах ИВК.

А.6.3.4 После стабилизации расхода и температуры нефти в j -й точке расхода проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ТПУ.

Количество измерений в каждой j -й точке расхода n_j не менее пяти.

А.6.3.5 Для каждого i -го измерения в каждой j -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол поверки (приложение А.1):

- время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ (T_{ij} , с);
- значение массового расхода (Q_{ij} , т/ч);

Примечание - Расход Q_{ij} измеряют поверяемым СРМ или вычисляют его значение, используя формулу (А.3).

При реализации градуировочной характеристики (ГХ) СРМ в СОИ в виде линейно-кусочной аппроксимации рекомендуется дополнительно регистрировать выходную частоту поверяемого СРМ (Гц).

- количество импульсов, выдаваемое поверяемым СРМ за время одного измерения, (N_{ij}^{mac} , имп);

- значения температуры ($\bar{t}_{ij}^{ТПУ}$, °С) и давления ($\bar{P}_{ij}^{ТПУ}$, МПа) в ТПУ;

Примечание - Значения $\bar{t}_{ij}^{ТПУ}$ и $\bar{P}_{ij}^{ТПУ}$ вычисляют по формуле

$$\bar{\alpha} = 0,5 \cdot (\alpha_{вх} + \alpha_{вых}), \quad (A.5)$$

где $\bar{\alpha}$ - среднее арифметическое значение параметра ($\bar{t}_{ij}^{ТПУ}$, °С или $\bar{P}_{ij}^{ТПУ}$, МПа);

$\alpha_{вх}$ и $\alpha_{вых}$ - значения параметров (температуры и давления), измеренные соответствующими СИ, установленными на входе и выходе ТПУ, °С, МПа;

- значение плотности нефти, измеренное ПП ($\rho_{ij}^{ПП}$, кг/м³);

- значения температуры и давления нефти в ПП ($t_{ij}^{ПП}$, °С и $P_{ij}^{ПП}$, МПа соответственно).

А.7 Обработка результатов измерений

А.7.1 Определение параметров ГХ СРМ.

А.7.1.1 Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода вычисляют значение массы нефти ($M_{ij}^{рз}$, т), используя результаты измерений (ТПУ и ПП), по формуле

$$M_{ij}^{рз} = V_{npj}^{ТПУ} \cdot \rho_{npj}^{ПП} \cdot 10^{-3}, \quad (A.6)$$

где $V_{npj}^{ТПУ}$ - вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям (температуре и давлению нефти) в ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, м³ по А.7.1.1.2;

$\rho_{npj}^{ПП}$ - плотность нефти, измеренная ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, кг/м³, по А.7.1.1.3.

А.7.1.1.2. Значение $V_{npj}^{ТПУ}$ вычисляют по формуле

$$V_{npj}^{ТПУ} = V_o^{ТПУ} \cdot [1 + 3\alpha_t \cdot (\bar{t}_{ij}^{ТПУ} - 20)] \times \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{ТПУ} \right), \quad (A.7)$$

где α_t - коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, °С⁻¹ (из таблицы А.3.1 приложения А.3);

E - модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа (из таблицы А.3.1 приложения А.3);

D и s - диаметр и толщина стенок калиброванного участка ТПУ соответственно, мм (из эксплуатационной документации на ТПУ).

А.7.1.1.3 Значение $\rho_{npj}^{ПП}$ вычисляют по формуле

$$\rho_{npj}^{ПП} = \rho_{ij}^{ПП} \cdot [1 + \beta_{жij} \cdot (t_{ij}^{ПП} - \bar{t}_{ij}^{ТПУ})] \cdot [1 + \gamma_{жij} \cdot (\bar{P}_{ij}^{ТПУ} - P_{ij}^{ПП})], \quad (A.8)$$

где $\beta_{жij}$ - коэффициент объемного расширения (°С⁻¹) нефти, значение которого определяют по реализованным в СОИ или АРМ оператора алгоритмам, разработанным согласно:

- Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения для нефти;

$\gamma_{жij}$ - коэффициент сжимаемости (МПа⁻¹) нефти, значение которого определяют по реализованным в СОИ или АРМ оператора алгоритмам, разработанным согласно:

- Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения для нефти.

Примечание - Формулы (А.7) и (А.8) используют в АРМ оператора СИКН, если АРМ оператора обеспечено алгоритмами по А.5.16.

А.7.1.2 Дальнейшую обработку результатов измерений проводят по А.7.1.3.

А.7.1.3 ГХ реализуют в СОИ

А.7.1.3.1 Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода определяют значение массы нефти, измеренное поверяемым СРМ (M_{ij}^{mac} , т), по формуле

$$M_{ij} = \frac{N_{ij}^{mac}}{KF_{ij}}, \quad (A.9)$$

где N_{ij}^{mac} – количество импульсов, выдаваемое поверяемым СРМ в i -м измерения в j -й точке за время одного измерения, (имп);

KF_{ij} – значение коэффициента преобразования для i -го измерения в j -й точке расхода, (имп/т);

А.7.1.3.2 Вычисляют значение коэффициента коррекции для i -го измерения в j -й точке расхода (MF_{ij} , имп/т) по формуле

$$MF_{ij} = \frac{M_{ij}^{рз}}{M_{ij}} \cdot MF_{\text{устан}}^{узм}, \quad (A.10)$$

где $MF_{\text{устан}}^{узм}$ – коэффициент коррекции измерений массы, установленный в ПЭП по результатам предыдущей периодической поверки.

Примечание - Для СРМ, оснащенного ПЭП без функции ввода в его память установленного значения коэффициента коррекции измерений массы, устанавливают $MF_{\text{устан}}^{узм} = 1$.

При первичной поверке (перед вводом СРМ в эксплуатацию или после ремонта) значение $MF_{\text{устан}}^{узм}$ принимают равным 1.

А.7.1.3.3 Вычисляют среднее значение M -фактора для j -й точки расхода (\overline{MF}_j , имп/т) по формуле

$$\overline{MF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j} \quad (A.11)$$

А.7.1.3.4 Оценивают СКО результатов определений средних арифметических значений M -фактора для точек расхода:

- в каждом k -м поддиапазоне расхода (S_k^{MF} , %), если ГХ реализуют в виде кусочно-линейной аппроксимации, по формуле

$$S_k^{MF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{MF_{ij} - \overline{MF}_j}{\overline{MF}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \quad (A.12)$$

где n – количество измерений в k -м поддиапазоне расхода.

А.7.1.3.5 Проверяют выполнение условия

$$S_k^{MF} \leq 0,03 \% \quad (\text{A.13})$$

А.7.1.3.6 В случае невыполнения условия (А.13) в какой-либо точке расхода дальнейшую обработку результатов измерений прекращают, выясняют и устраняют причины, вызвавшие невыполнение условия (А.13). Повторно проводят операции по А.6.3.1 ÷ А.6.3.5.

При выполнении условия (А.13) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

А.7.1.4 Определение погрешностей

7.1.4.1 Случайную и систематическую составляющие погрешности и относительную погрешность определяют по А.7.2.

7.1.4.2 Составляющие погрешности и относительную погрешность СРМ, используемого как в качестве контрольного, так и рабочего, определяют при доверительной вероятности $P = 0,95$.

А.7.2 Определение погрешностей при реализации ГХ СРМ в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации

А.7.2.1 При таком виде реализации ГХ составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для каждого k -го поддиапазона расхода.

А.7.2.2 Определение случайной составляющей погрешности

Случайную составляющую погрешности СРМ ($\varepsilon_k, \%$) определяют по формуле

$$\varepsilon_j = t_{(P,n)} \cdot S_k^{MF}, \quad (\text{A.14})$$

где $t_{(P,n)}$ - квантиль распределения Стьюдента (коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и количества измерений n ($n = \sum n_j$), значение которого определяют из таблицы А.5.1 приложения А.5), при определении $t_{(P,n)}$ принимают: $n = (n_j + n_{j+1})_k$;

S_k^{MF} - значение СКО, определенное по формуле (А.12), %.

А.7.2.3 Определение систематической составляющей погрешности

А.7.2.3.1 Систематическую составляющую погрешности СРМ ($\theta_{\Sigma k}, \%$) определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{ТПУ})^2 + (\delta_{ПП})^2 + (\theta_i)^2 + (\delta_k^{COИ})^2 + (\theta_k^{MF})^2 + (\delta_{0k}^{mac})^2}, \quad (\text{A.15})$$

где θ_k^{MF} - составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией ГХ СРМ в k -м поддиапазоне расхода, %, определяемая по А.7.2.3.2;

δ_{0k}^{mac} - относительная погрешность стабильности нуля в k -м поддиапазоне, определяемая по А.7.2.3.3, %.

Дополнительная составляющая систематической погрешности ($\theta_i, \%$):

$$\theta_i = \beta_{жmax} \cdot \sqrt{(\Delta t_{ТПУ})^2 + (\Delta t_{ПП})^2} \cdot 100, \quad (\text{A.16})$$

где $\Delta t_{ТПУ}$ и $\Delta t_{ПП}$ - пределы допускаемых абсолютных погрешностей ДТ (или термометров), используемых в процессе поверки для измерений температуры нефти в ТПУ и ПП, соответственно, °С (из действующих свидетельств о поверке).

А.7.2.3.2 Составляющую систематической погрешности, обусловленную аппроксимацией ГХ СРМ в k -м поддиапазоне расхода ($\theta_k^{MF}, \%$), определяют по формуле

$$\theta_k^{MF} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{MF_j - MF_{j+1}}{MF_j + MF_{j+1}} \right|_{(k)} \cdot 100. \quad (\text{A.17})$$

А.7.2.3.3 Относительная погрешность стабильности нуля в k -м поддиапазоне определяют по формуле

$$\delta_{0k}^{mac} = \frac{2 \cdot ZS}{Q_{kmin} + Q_{kmax}} \cdot 100, \quad (A.18)$$

Q_{kmin} и Q_{kmax} – минимальное и максимальное значения расхода в k -м поддиапазоне (в начале и в конце k -го поддиапазона) соответственно, т/ч.

А.7.2.4 Определение относительной погрешности

Относительную погрешность СРМ (δ_k , %) определяют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma k} / S_k^{MF} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma k}, & \text{если } \theta_{\Sigma k} / S_k^{MF} > 8, \end{cases} \quad (A.19)$$

где $Z_{(P)}$ - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\theta_{\Sigma} / S_k^{MF}$, значение которого берут из таблицы А.5.2 приложения А.5.

А.7.3 Оценивание относительных погрешностей

А.7.3.1 Оценивают значения относительных погрешностей, определенных по А.7.2.4, для чего проверяют выполнение условий:

- для СРМ, используемого в качестве контрольного

$$|\delta_k| \leq 0,20 \%; \quad (A.20)$$

- для СРМ, используемого в качестве рабочего

$$|\delta_k| \leq 0,25 \%. \quad (A.21)$$

А.7.3.2 Если для СРМ, применяемого (эксплуатируемого) в качестве контрольного, не выполняется условие (А.20) и для СРМ, эксплуатируемого в режиме рабочего, не выполняется условие (А.21), то выясняют причины, устраняют их и проводят повторные операции согласно разделам А.6 и А.7.

А.7.3.3 При невыполнении одного из условий по А.7.3.1 рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках расхода;
 - увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазоны расхода), если ГХ СРМ реализуется в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений \overline{MF}_j , (имп/т).

А.7.4 Условия допуска СРМ к дальнейшему применению

А.7.4.1 СРМ допускают к дальнейшему применению в качестве:

- контрольного и рабочего (одновременно) или только контрольного при выполнении условия (А.20);

- рабочего (и только) при выполнении условия (А.21) и невыполнении условия (А.20).

А.7.4.2 Проводят реализацию ГХ в СОИ.

А.8 Оформление результатов поверки

А.8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

А.8.2 Результаты поверки оформляют протоколом в двух экземплярах согласно приложению А1. Один экземпляр протокола, подписанного поверителем и закрепленного оттиском личного поверительного клейма поверителя согласно приказу Минпромторга России

от 02.07.2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», прилагают к свидетельству о поверке как обязательное приложение.

А.8.3 На лицевой стороне свидетельства записывают, что СРМ модели (типа) _____ признан годным и допущен к применению в качестве:

- контрольного и рабочего (или контрольного) с пределами допускаемой относительной погрешности $\delta_k = 0,20 \%$, если выполняется условие (А.20);

- рабочего с пределами допускаемой относительной погрешности $\delta_k = 0,25 \%$, если выполняется условие (А.21) и не выполняется условие (А.20).

А.8.4 На оборотной стороне свидетельства записывают:

- рабочий диапазон, в котором поверен СРМ: (____ ÷ ____) т/ч;

- ГХ СРМ реализована _____
по а)

а) в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений \overline{MF}_j , с точками разбиения рабочего диапазона на поддиапазоны согласно нижеследующей таблице.

Номер точки разбиения	Значение расхода или частоты (Q_j , т/ч или f_j , Гц)	Значение M -коэффициент коррекции в точках разбиения (\overline{MF}_j , имп/т)
1	$Q_1(f_1) =$	$\overline{MF}_1 =$
...
m	$Q_m(f_m) =$	$\overline{MF}_m =$

А.8.4 Проводят установки пломб СРМ и СОИ в соответствии с требованиями МИ 3002. Пломбирование (или пародирование) должно исключить возможность несанкционированного доступа в СОИ для изменения значений \overline{MF}_j , определенных при поверке и введенных в память СОИ.

А.8.5 При отрицательных результатах поверки СРМ к дальнейшему применению не допускают. Свидетельство о поверке аннулируют, оттиск(и) поверительного клейма гасят и оформляют извещение о непригодности СРМ к дальнейшему применению по приказу Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин(ы) непригодности.

А.9 Точность представления результатов измерений и вычислений

А.9.1 Значение расхода (Q_{ij} , т/ч) округляют и записывают в протокол поверки с четырьмя значащими цифрами.

А.9.2 Количество импульсов (N_{ij}^{mac} , имп) измеряют и его значение записывают в протокол поверки с двумя знаками после запятой (т.е. с долями периодов), если $N_{ij}^{mac} \leq 10000$.

При $N_{ij}^{mac} > 10000$ допускается количество импульсов измерять и его значение записывать в протокол без долей периодов.

А.9.3 Значения времени прохождения шаровым поршнем калиброванного участка ТПУ (T_{ij} , с) записывают в протокол поверки после округления до двух знаков после запятой.

А.9.4 Значения давления ($P_{ij}^{тпв}$, МПа), температуры ($t_{ij}^{тпв}$, °С) нефти записывают в протокол поверки после округления до двух знаков после запятой - при использовании ПД и ДТ.

При применении манометров и термометров значения перечисленных параметров записывают в протокол поверки с одним знаком после запятой.

А.9.5 Значения вместимости калиброванного участка ТПУ ($V_{npj}^{ТПУ}$, м³) в протокол поверки записывают после округления до шести значащих цифр.

А.9.6 Значения плотности нефти ($\rho_{ij}^{ПП}$, кг/м³) в протокол поверки записывают после округления до пяти значащих цифр.

А.9.7 Значения массы нефти (M_{ij}^{P3} , M_{ij}^{mac} , т) в протокол поверки записывают после округления до шести значащих цифр.

А.9.8 Значения коэффициентов коррекции измерений массы (MF_{ij} , \overline{MF}_j , MF_{duan}) в протокол поверки записывают и в память ПЭП вводят значение MF_{duan} после округления до 5-ти значащих цифр.

А.9.9 Значение градуировочного коэффициента $K_{зр}$ в протокол поверки записывают и в память ПЭП вводят значение, округленное до пяти значащих цифр.

А.9.10 Значения СКО (S_k^{MF} , %) и погрешностей (ϵ_k , $\theta_{\Sigma k}$, θ_t , θ_k^{MF} , δ_k , %) записывают в протокол поверки после округления их до трех знаков после запятой.

Приложение А.1

ПРОТОКОЛ № _____

поверки счетчика-расходомера массового модели _____ по МП 0589-14-2017.

Место проведения поверки _____

наименование ПСП, СИКН

Поверяемый СРМ: сенсор _____, Ду _____ мм, зав. № _____; модель ПЭП _____ зав. № _____

установлен на _____ ИЛ № _____ Рабочая жидкость _____

Средства поверки: ТПУ типа _____, разряд _____, зав. № _____, дата поверки _____

Поточный ПП типа _____, зав. № _____, дата поверки _____

Таблица 1 - Исходные данные

Трубопоршневой поверочной установки (ТПУ)								Поточного ПП		СОИ		СРМ
Детекторы	$V_o^{ТПУ}$ м ³	$\delta_{ТПУ}$ %	D мм	S мм	E МПа	α_t °С ⁻¹	$\Delta t_{ТПУ}$ °С	$\delta_{ПП}$ %	$\Delta t_{ПП}$ °С	$\delta_K^{СОИ}$ %	$KF_{конф}$ имп/т	ZS , т/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 2 - Результаты измерений и вычислений

№ точ/ № изм. (j/i)	Q_{ij} т/ч	Результаты измерений						Результаты вычислений			
		по ТПУ			по СРМ						
		Детек- торы	T_{ij} , с	$t_{ij}^{ТПУ}$, °С	$P_{ij}^{ТПУ}$, МПа	$\rho_{ij}^{ПП}$, кг/м ³	$N_{ij}^{мас}$, имп.	$V_{пр ij}^{ТПУ}$, м ³	$M_{ij}^{рз}$, т	$M_{ij}^{мас}$, т	MF_{ij}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1/1											
...											
1/ n_i											
$m/1$											
m/n_m											

Таблица 3 - Значения коэффициентов, использованных при вычислениях

Поддиап.	1	2	3	4
$T_{(P, n)}$				
$Z_{(P)}$				

Таблица 4 - Результаты поверки (при реализации ГХ в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений MF_j)

Точка расхода (j)	\overline{Q}_j , т/ч	\overline{MF}_j	№ поддиапазона (k)	$Q_{k\ min}$, т/ч	$Q_{k\ max}$, т/ч	S_k^{MF} , %	δ_{ok}^{mac} , %	θ_k^{MF} , %	ϵ_k , %	$\theta_{\Sigma k}$, %	δ_k , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1			1								
2			...								
...			m - 1								
m											

Заключение: СРМ к дальнейшей эксплуатации _____ в качестве _____
 _____ годен или негоден _____ рабочего или контрольно-резервного

Выдано свидетельство о поверке от _____ 20__ г. № _____ (заполняют только при положительных результатах поверки)

Поверитель _____

 Фамилия, инициалы _____ подпись _____

Дата поверки «__» _____ 20__ года

Приложение А.2

Установление и контроль значений поверочного расхода по результатам измерений поверяемым СРМ

А.2.1 При выполнении операций по А.6.3.3.1 регистрируют значение расхода, измеренное поверяемым СРМ $Q_{массj}$ (т/ч).

А.2.2 Для каждой точки расхода вычисляют коэффициент коррекции расхода k_j^Q по формуле

$$k_j^Q = 1 - \frac{Q_{массj} - Q_{ТПУj}}{Q_{ТПУj}} \quad (A.2.1)$$

где $Q_{ТПУj}$ - значение расхода, вычисленное по формуле (А.3) п. А.6.3.3.1, т/ч.

А.2.3 Вычисляют скорректированное значение расхода $Q_{коррj}$ (т/ч) по формуле

$$Q_{коррj} = k_j^Q \cdot Q_{массj} \quad (A.2.2)$$

А.2.4 Для j -й точки устанавливают требуемый поверочный расход $Q_{коррj}$ (т/ч) и контролируя его значение по результатам измерений поверяемого СРМ.

Приложение А.3

Коэффициенты линейного расширения (α_t) и значения модуля упругости (E) материала стенок ТПУ

А.3.1 Коэффициент линейного расширения и значение модуля упругости материала стенок ТПУ определяют из таблицы А.3.1.

Таблица А.3.1 - Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материала стенок ТПУ

Материал стенок ТПУ	$\alpha_t, \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$	$E, \text{ МПа}$
1	2	3
Сталь углеродистая	$11,2 \times 10^{-6}$	$2,1 \times 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \times 10^{-6}$	$2,0 \times 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \times 10^{-6}$	$1,0 \times 10^5$
Латунь	$17,8 \times 10^{-6}$	-
Алюминий	$24,5 \times 10^{-6}$	-
Медь	$17,4 \times 10^{-6}$	-

Примечание - Если значения α_t и E приведены в паспорте ТПУ, то в расчетах используют паспортные значения.

Приложение А.4

Вычисление значений $V_{npj}^{ТПУ}$ и $\rho_{npj}^{ПП}$ при использовании ПК и электронных таблиц для обработки результатов измерений

А.4.1 Значение $V_{npj}^{ТПУ}$ вычисляют по формуле

$$V_{npj}^{ТПУ} = V_0^{ТПУ} \cdot k_{ij}^t \cdot k_{ij}^P, \quad (\text{А.4.1})$$

где k_{ij}^t - коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти на вместимость ТПУ, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^t = 1 + 3\alpha_t \cdot (t_{ij}^{ТПУ} - 20), \quad (\text{А.4.2})$$

k_{ij}^P - коэффициент, учитывающий влияние давления нефти на вместимость ТПУ, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^P = 1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot P_{ij}^{ТПУ}. \quad (\text{А.4.3})$$

А.4.2 Значение $\rho_{npj}^{ПП}$ вычисляют по формуле

$$\rho_{npj}^{ПП} = \rho_{ij}^{ПП} \cdot k_{ij}^{\Delta t} \cdot k_{ij}^{\Delta P}, \quad (\text{А.4.4})$$

где $k_{ij}^{\Delta t}$ - коэффициент, учитывающий разность температуры нефти в ПП и ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{\Delta t} = 1 + \beta_{\text{жсij}} \cdot (t_{ij}^{ПП} - t_{ij}^{ТПУ}); \quad (\text{А.4.5})$$

$k_{ij}^{\Delta P}$ - коэффициент, учитывающий разность давления нефти в ПП и ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{\Delta P} = 1 + \gamma_{\text{жсij}} \cdot (P_{ij}^{ТПУ} - P_{ij}^{ПП}). \quad (\text{А.4.6})$$

Приложение А.5

Определение значений квантиля распределения Стьюдента ($t_{(P, n)}$) и коэффициента $Z_{(P)}$

А.5.1 Значение квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,95$ в зависимости от количества измерений n определяют из таблицы А.5.1

Таблица А.5.1 - Значения квантиля распределения Стьюдента ($t_{(P, n)}$) при $P = 0,95$

$n - 1$	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t_{(P, n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162	2,145	2,132

Продолжение таблицы Е.1

$n - 1$	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$t_{(P, n)}$	2,120	2,110	2,101	2,093	2,086	2,08	2,07	2,07	2,06	2,06	2,06	2,05	2,05	2,05	2,04

А.5.2 Значение коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$ в зависимости от величины соотношения θ_{Σ}/S определяют из таблицы А.5.2 ($\theta_{\Sigma}/S \rightarrow \theta_{\Sigma} / S_k^{MF}$)

Таблица А.5.2 - Значения коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$

θ_{Σ}/S	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{(P)}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

Приложение А.6

Сводный перечень условных обозначений и их определений

Обозначение	Определение
$Q_{\max}^{\text{зав}}$	максимальное значение диапазона расхода СРМ, установленного заводом-изготовителем, т/ч
$Q_{\text{ТПУ } j}$	значение расхода в j -й точке расхода, вычисляемое по времени прохождения шарового поршня по калиброванному участку ТПУ, т/ч
Q_j	значение расхода, устанавливаемое в j -й точке, т/ч
Q_{ij}	значение расхода, измеренное при i -м измерении в j -й точке, т/ч
$Q_{\text{масс } j}$	значение расхода, измеренное поверяемым СРМ в j -й точке расхода, т/ч
$Q_{\text{корр } j}$	скорректированное значение расхода в j -й точке, т/ч
$V_o^{\text{ТПУ}}$	емкость калиброванного участка ТПУ согласно свидетельству о ее поверке, м ³
$V_{\text{пр } ij}^{\text{ТПУ}}$	емкость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям (температуре и давлению нефти в ТПУ) при i -м измерении в j -й точке расхода, м ³
α_t	коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, °С ⁻¹
E	модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа
D и s	диаметр и толщина стенок калиброванного участка ТПУ соответственно, мм
T_{ij}	время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, с
n_j	количество измерений в j -й точке расхода
Σn_j	суммарное количество измерений в рабочем диапазоне
$N_{ij}^{\text{мас}}$	количество импульсов, выдаваемое поверяемым СРМ при i -м измерении в j -й точке расхода (за время одного измерения), имп
$t_{ij}^{\text{ТПУ}}$	температура нефти в ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, °С
$t_{ij}^{\text{ПП}}$	температура нефти в ПП при i -м измерении в j -й точке расхода, °С
$p_{ij}^{\text{ТПУ}}$	давление нефти в ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, МПа
$p_{ij}^{\text{ПП}}$	давление нефти в ПП при i -м измерении в j -й точке расхода, МПа
$\rho_{ij}^{\text{ПП}}$	плотность нефти, измеренная ПП при установлении расхода в j -й точке расхода, кг/м ³
$\rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}}$	плотность нефти, измеренная ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, кг/м ³
$M_{ij}^{\text{рз}}$	значение массы нефти, измеренное рабочими эталонами (ТПУ и ПП) при i -м измерении в j -й точке расхода, т
$M_{ij}^{\text{мас}}$	значение массы нефти, измеренное поверяемым СРМ при i -м измерении в j -й точке расхода, т
$\beta_{\text{ж } ij}$ и $\gamma_{\text{ж } ij}$	коэффициенты объемного расширения (°С ⁻¹) и сжимаемости (МПа ⁻¹) нефти соответственно при i -м измерении в j -й точке расхода
MF_{ij}	коэффициент коррекции измерений массы поверяемого СРМ для i -го измерения в j -й точке расхода
\overline{MF}_j	среднее арифметическое значение коэффициента коррекции измерений массы в j -й точке расхода
ε_k	случайная составляющая погрешности в k -м поддиапазоне расхода, %
$t_{(P, n)}$	квантиль распределения Стьюдента, зависящий от доверительной вероятности P и количества измерений Σn_j

Обозначение	Определение
$Z_{(P)}$	коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\theta_{\Sigma} / S_k^{KF}$
θ_k^{MF}	составляющая систематической погрешности, вызванной аппроксимацией значений MF -коэффициента коррекции (имп/т) СРМ в k -м поддиапазоне расхода, %
$\theta_{\Sigma k}$	систематическая составляющая погрешности СРМ в рабочем диапазоне и k -м поддиапазоне расхода соответственно, %
$\delta_{ТПУ}$	пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, %
$\delta_{ПП}$	пределы допускаемой относительной погрешности ПП, %
θ_t	граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерения температуры нефти, %
$\delta_K^{СОИ}$	пределы допускаемой относительной погрешности СОИ при вычислении коэффициента преобразования СРМ (имп/т), %
δ_k	относительная погрешность СРМ в рабочем диапазоне и k -м поддиапазоне расхода соответственно, %
$\delta_{k\ доп}$	пределы допускаемой относительной погрешности СРМ в рабочем диапазоне и поддиапазоне расхода соответственно, %

Приложение А.7

Протокол № _____

Поверки системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН)

Тип:

Количество измерительных линий _____

заводской №

Номер по госреестру СИ

принадлежит

Условия измерений

Рабочая среда:

Рабочий диапазон расхода через СИКН:

минимальный

номинальный

максимальный

Рабочий диапазон температуры от ___ до ___ °С

Диапазон избыточного давления от ___ до ___ МПа

Диапазон плотности измеряемой среды: от ___ до ___ кг/м³:

Рабочий диапазон кинематической вязкости: от ___ до ___ сСт

Массовая доля воды, % не более ___

Содержание свободного газа не допускается

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти $\pm 0,25\%$

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\pm 0,35\%$

Поверка проведена в соответствии с:

1. _____

...

Операции поверки

1. Внешний осмотр

2. Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

Номер версии (идентификационный номер ПО): _____

Цифровой идентификатор ПО : _____

3. Опробование

4. Определение (контроль) метрологических характеристик (МХ) СИКН.

4.1. Определение (контроль) метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН:

Перечень СИ, входящих в состав СИКН и их метрологические характеристики:

Таблица 1

№ п/п	Наименование СИ, заводской номер	Заводской номер СИ	№ свид-ва о поверке	Срок действия свид-ва	Пределы допускаемой погрешности	Нормативный документ на поверку
1	2	3	4	5	6	7

4.2. Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто проводится расчетным методом согласно ГОСТ 8.595-2004

На основании паспорта качества нефти (по ГОСТ Р 51858) № _____ от _____

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta m^*)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{M.П}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{M.П} + W_{XC}}{100}\right)^2}} = \text{_____ \%} \leq \mathbf{0,35\%}$$

ΔW_{MB} - абс. погрешность* измерений массовой доли воды, %

$\Delta W_{M.П}$ - абс. погрешность* измерений массовой доли мех. примесей, %

ΔW_{XC} - абс. погрешность* измерений массовой доли хлористых солей, %

W_{MB} - массовая доля воды, %

- массовая доля мех. примесей,

$W_{M.П}$ %

W_{XC} - массовая доля хлористых солей, (мг/дм³), %

ρ - плотность нефти при температуре измерения объема
кг/м³

δm - относительная погрешность измерений
массы брутто нефти, %

Температура нефти при условиях измерения объема, °С

Давление нефти при условиях измерения объема, МПа

Заключение о поверке: Полученное значение относительной погрешности измерений
массы брутто нефти не превышает ± _____ %
массы нетто нефти не превышает ± _____ %

СИКН № _____ основная схема учета годен к применению

Дата поверки: _____

Поверитель _____