ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО КОНСАЛТИНГО-ИНЖИНИРИНГОВОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
«МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ЗАО КИП «МЦЭ»
_____ А.В. Федоров
23 сентября 2019 г.

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

ИНСТРУКЦИЯ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 557 Аригольского месторождения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МЦКЛ.0283.МП

Москва
2019

gost.e-ecolog.ru

Содержание

1 Операции поверки 3
2 Средства поверки 3
3 Требования безопасности 4
4 Условия поверки 4
5 Подготовка к поверке 5
6 Проведение поверки и обработка результатов 6
7 Оформление результатов поверки 14
Приложение А (обязательное) Перечень нормативных документов на поверку СИ, входящих в состав СИКН 15
Приложение Б (обязательное) Форма протокола поверки ИК массового расхода 18

Настоящая инструкция распространяется на единичный экземпляр системы измерений количества и показателей качества нефти № 557 Аригольского месторождения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», заводской № 02 (далее – СИКН) и устанавливает объем, порядок и методику первичной и периодической поверки в процессе эксплуатации.

Для СИКН установлен комплектный метод поверки.

Интервал между поверками СИКН – один год.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 - Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Опробование	6.2	Да	Да
Определение метрологических характеристик (далее – МХ)	6.3	Да	Да
Оформление результатов поверки	7	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Перечень средств измерений (далее – СИ), эталонов и вспомогательного оборудования, применяемых при проведении поверки:

– рабочий эталон 1 или 2-го разряда из части 2 ГПС по приказу Росстандарта от 27.02.2018 № 256, трубопоршневая поверочная установка (ТПУ), с диапазоном воспроизведения значений объемного расхода, соответствующего диапазону измерений СИКН;

– преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 15644-01 (15644-06 или 52638-13) (далее – поточный преобразователь плотности);

– комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03, регистрационный номер 19240-05 (далее – ИВК);

– термогигрометр ИВА-6, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (далее – регистрационный номер) 46434-11, диапазон измерений относительной влажности от 0 до 90 % с абсолютной погрешностью ±2 %, диапазон измерений относительной влажности от 90 до 98 % с абсолютной погрешностью ±3 %, диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С с абсолютной погрешностью ±0,3 °С, диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, основная допускаемая абсолютная погрешность в диапазоне от 0 до 90 %, не более ±2 %, в диапазоне от 90 до 98 %, не более ±3 %; диапазон измерений атмосферного давления от 700 до 1100 гПа с абсолютной погрешностью, ±2,5 гПа;

– персональный компьютер с установленным программным обеспечением «Автоматизированное рабочее место оператора «АРМ-Вектор» (далее – ПО АРМ оператора).

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ СИКН и/или СИ, входящих в ее состав, с требуемой точностью.

2.3 Все применяемые эталоны должны иметь действующие свидетельства об аттестации, СИ должны быть исправны и иметь действующие свидетельства о поверке или знаки поверки.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, определяемые:

- правилами безопасности труда, действующими на предприятии, где проводят поверку;

- правилами безопасности, изложенными в эксплуатационной документации на СИКН, а также в эксплуатационной документации на компоненты, входящие в ее состав;

- «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждёнными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101;

- «Общими правилами взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;

- «Правилами технической эксплуатации электроустановок»;

- «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»;

- другими нормативными документами, действующими в сфере безопасности.

3.1 Надписи и условные знаки, выполненные для обеспечения безопасной эксплуатации СИКН должны быть четкими.

3.2 Доступ к обслуживаемым при поверке компонентам СИКН и оборудованию должен быть свободным. При необходимости должны быть предусмотрены лестницы и площадки или переходы с ограничениями, соответствующие требованиям безопасности.

3.3 Использование элементов обвязки, не прошедших гидравлические испытания, запрещается.

3.4 При появлении течи нефти, загазованности и других ситуаций, нарушающих нормальный ход работ, работы прекращают. В дальнейшем обслуживающий персонал руководствуется эксплуатационными документами на СИКН.

3.5 К выполнению поверки допускают лиц, достигших 18 лет, годных по состоянию здоровья, прошедших обучение и проверку знаний требований охраны труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-2015, имеющих квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», прошедших обучение, проверку знаний, изучивших настоящую инструкцию, эксплуатационную документацию на СИКН и средства поверки.

4 Условия поверки

4.1 Комплектность и условия поверки СИКН и ее измерительных компонентов, должны соответствовать требованиям ее технической и эксплуатационной документации. Все измерительные компоненты и измерительные каналы (далее – ИК) массового расхода СИКН должны быть исправны. При определении МХ ИК и/или измерительных компонентов СИКН должны соблюдаться условия поверки, изложенные в настоящей инструкции и документах на методики поверки измерительных компонентов.

4.2 Условия проведения поверки должны соответствовать рабочим условиям эксплуатации СИКН, оговоренным в эксплуатационной документации СИКН, при этом:

– температура окружающего воздуха в помещении СИКН – от плюс 5 до плюс 40 °С;

– относительная влажность окружающего воздуха в помещении СИКН – до 95 %;

– атмосферное давление в помещении СИКН – от 84 до 106,7 кПа.

4.3 При определении МХ ИК массового расхода соблюдают следующие условия:

– давление и температура нефти должны находиться в рабочем диапазоне;

– отклонение массового расхода нефти в точке диапазона расходов в процессе определения МХ не должно превышать ±2,5 % от заданного значения;

– изменение (отклонение) температуры нефти за период одного измерения в точке диапазона расходов должно быть не более 0,2 °С;

– появление свободного газа в нефти должно быть исключено;

– избыточное давление нефти в технологической схеме определения ИК массового расхода должно быть не менее 100 кПа;

– параметры питающего напряжения должны соответствовать условиям эксплуатации СИКН и настоящей программы;

– клапаны СИКН, протечки через которые могут влиять на достоверность измерений при определении МХ, должны быть герметичны;

– экспериментальная часть определения МХ ИК массового расхода выполняется после достижения температурной стабильности (после прогрева счетчика-расходомера массового Micro Motion CMF 300 и ТПУ).

5 Подготовка к поверке

5.1 Перед проведением поверки должны быть проведены следующие подготовительные работы:

– проверяют конфигурацию измерительного преобразователя (при необходимости конфигурацию корректируют), выполняют установку нуля счетчика-расходомера массового Micro Motion CMF 300 (далее – СРМ) в соответствии с инструкциями по эксплуатации производителя;

– проверяют конфигурацию СРМ и ТПУ в ИВК, в том числе проверяют значения хранимых констант, коэффициентов, уставок, диапазонов измерений, параметры определения МХ ИК массового расхода (включая значения расходов точек рабочего диапазона расходов) и т.д., при необходимости конфигурацию корректируют в соответствии с рекомендациями эксплуатационной документацией СИКН;

– проверяют готовность измерительных компонент СИКН, используемых при определении МХ ИК массового расхода, в соответствии с требованиями их эксплуатационной документации и документации СИКН;

– определяют рабочий диапазон расходов ИК массового расхода, для которого должна быть построена градуировочная характеристика и определены МХ;

– проверяют, что все дренажные и воздушные клапаны закрыты;

– подключают ТПУ к соответствующему блоку измерительных линий и выбранной измерительной линии;

– проверяют герметичность технологической схемы (оборудования и трубопроводов);

– удаляют воздух (газ) из ТПУ и верхних точек технологических трубопроводов;

– проверяют стабильность температуры и давления потока нефти (температуру и давление нефти считают стабильными, если их изменение (отклонение) в течение последних 5 минут не превышает 0,2°С и 50 кПа соответственно);

– проверяют соблюдение условий, установленных в п. 3 данной программы.

– осуществляют пробный запуск поршня в ТПУ, контролируют срабатывание детекторов ТПУ, отсутствие неисправностей, правильность работы и т.д.

– при необходимости после пробного запуска из трубопроводов через штатные шаровые «воздушные» клапаны удаляют остатки свободного газа (воздуха).

5.2 Выполняют иные необходимые подготовительные и организационные работы в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

6 Проведение поверки и обработка результатов

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Путем внешнего осмотра проверяют соответствие требованиям технической и эксплуатационной документации:

– комплектности СИКН,

– условий эксплуатации СИКН;

– внешнего вида, надписей и обозначений на компонентах СИКН, которые должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации;

– заводских номеров, маркировки и пломбирования СИКН и компонент, входящих в ее состав.

6.1.1.1 Проверка соответствия рабочих условий и условий работы СИКН нормированным значениям для СИКН и компонент, входящих в ее состав.

6.1.1.2 Результаты проверки считают положительными, если установлено полное соответствие комплектности, маркировки, условий эксплуатации, пломбировки составных частей СИКН требованиям эксплуатационной документации, а также отсутствие повреждений и дефектов, препятствующих проведению поверки.

6.2 Опробование

6.2.1 При опробовании осуществляется проверка функционирования СИКН и проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО).

6.2.2 При проверке функционирования, производятся процедуры по подготовке к использованию СИКН по назначению, предусмотренные руководством (инструкцией) по эксплуатации СИКН, с получением результатов измерений на ПО АРМ оператора.

6.2.3 Проверку идентификационных данных ПО АРМ оператора проводят в соответствии с разделом 7 руководства (инструкции) по эксплуатации СИКН.

6.2.4 Результаты опробования считают положительными, если работа СИКН и ее составных частей проходит в соответствии с эксплуатационной документацией, СИКН не выдает никаких сообщений об ошибке, и идентификационные данные ПО АРМ оператора соответствуют указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа СИКН.

6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 При определении МХ СИКН должны быть выполнены операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Операции, проводимые при определении МХ

Наименование операции	Номер пункта методики
1	2
Проверка результатов поверки СИ (за исключением СРМ), входящих в состав СИКН	6.3.2
Определение МХ ИК массового расхода нефти СИКН	6.3.3

6.3.2 Проверка результатов поверки СИ (за исключением СРМ), входящих в состав СИКН

6.3.2.1 Комплектность СИКН на момент поверки в соответствии с формуляром (перечень основных измерительных и измерительно-вычислительных компонент, входящих в состав СИКН в соответствии с описанием типа СИКН).

6.3.2.2 Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке и (или) записи в формуляре, заверенной подписью поверителя, проводившего поверку СИ, и знаком поверки, у СИ, входящих в состав СИКН (за исключением СРМ).

6.3.2.3 Поверка СИ, входящих в состав СИКН (за исключением СРМ), проводится в соответствии с их методиками поверки, приведенными в приложении А.

6.3.2.4 Результаты проверки по п.6.3.2 считают положительными, если у всех СИ, входящих в состав СИКН (за исключением СРМ) есть действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенная подписью поверителя, проводившего поверку СИ.

6.3.3 Определение МХ ИК массового расхода нефти СИКН

6.3.3.1 Все ИК массового расхода поверяются комплектным способом.

6.3.3.2 Определение МХ выполняют для каждого ИК массового расхода, выполненного на основе СРМ, ИВК и ПО АРМ оператора СИКН.

6.3.3.3 Определение МХ ИК массового расхода нефти выполняют на месте эксплуатации.

6.3.3.4 Комплектность СИКН на момент проведения испытаний в соответствии с формуляром.

6.3.3.5 Определение МХ заключается в получении градуировочных коэффициентов СРМ в рабочем диапазоне массовых расходов нефти и оценивании относительной погрешности ИК массового расхода нефти.

6.3.3.6 МХ определяют с использованием ТПУ, поточного преобразователя плотности, термопреобразователей (датчиков температуры) и преобразователей (датчиков) избыточного давления.

6.3.3.7 МХ определяют в процессе эксплуатации в рабочем диапазоне массовых расходов. Рабочий диапазон массовых расходов каждого ИК массового расхода нефти устанавливает перед определением МХ владелец СИКН.

6.3.3.8 Определение МХ проводят не менее чем при трёх значениях массового расхода из диапазона измерений массового расхода, установленного для СРМ (далее – точки расхода), включая минимальное и максимальное значения, промежуточные точки расхода выбираются с интервалом от 25 до 50 % от максимального значения. В каждой точке расхода для рабочей линии проводят не менее пяти измерений, для резервно-контрольной линии проводят не менее

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

Если для двунаправленной ТПУ определена вместимость калиброванного участка как сумма вместимостей в обоих направлениях, то за одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратом направлениях суммируют.

Если для двунаправленной ТПУ определена вместимость калиброванного участка для каждого направления, то за одно измерение принимают движение поршня в каждом направлении.

6.3.3.8 Требуемые значения массового расхода устанавливают, начиная от минимального расхода диапазона массовых расходов, повышая в сторону максимального, или от максимального расхода диапазона массовых расходов, понижая до минимального расхода.

6.3.3.9 Производят необходимые технологические подключения ТПУ к СРМ из состава ИК массового расхода нефти МХ которого должны быть определены.

6.3.3.10 Устанавливают требуемый массовый расход нефти.

6.3.3.11 При готовности ТПУ к работе с проверяемым ИК массового расхода нефти, проводят серию измерений для каждой j-ой точке массового расхода нефти.

6.3.3.12 Серия измерений для каждой j-ой точки массового расхода должна содержать не менее 5-ти измерений. Для каждого измерения в j-ой точке устанавливают не менее 5-ти и не более 15-ти циклов прохода поршня ТПУ. Количество циклов прохода поршня ТПУ в измерении конфигурируется пользователем СИКН.

6.3.3.13 Количество циклов прохода поршня выбирают, учитывая особенности СИКН, технологический режим перекачки нефти и свойства измеряемой нефти.

6.3.3.14 Перед началом серии измерений выдерживается период стабилизации. Во время этого периода происходит слежение за расходом, давлением и температурой между СРМ и ТПУ, чтобы убедиться, что они находятся в требуемых интервалах, согласно п. 3.10.

6.3.3.15 По установлению и стабилизации массового расхода нефти через СРМ проверяемого ИК массового расхода в j-ой точке диапазона массовых расходов, а также стабилизации температуры и давления запускается серия измерений.

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

- температуры и избыточного давления нефти в ТПУ;
- температуры и избыточного давления нефти в преобразователе плотности;
- плотности нефти в преобразователе плотности.

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

6.3.3.17 Обработку результатов измерений для определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти выполняют с использованием данных ИВК по следующему алгоритму:

1) Массу нефти, определенную с помощью эталона за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода $M_{ТПУ(ji)}$, т, вычисляют по формуле

$$M_{ТПУ(ji)} = V_{ТПУ(ji)} \cdot \rho_{ТПУ_ПП(ji)} \cdot 10^{-3}, \qquad (1)$$

где $V_{ТПУ(ji)}$ – вместимость (объем) калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям (давлению и температуре нефти) в ТПУ для i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, м^3, рассчитывается по формуле (2)

$\rho_{ТПУ_ПП(ji)}$ – плотность нефти, измеренная поточным преобразователем плотности и приведенная к рабочим условиям в ТПУ для i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м^3, рассчитывается по формуле (3).

$$V_{ТПУ(ji)} = V_0 \cdot \left(1 + 2 \cdot \alpha_{ст} \cdot \left(t_{ТПУ(ji)} - 20\right)\right) \cdot \left(1 + 0{,}95 \cdot \frac{P_{ТПУ(ji)} \cdot D}{E \cdot S}\right), \quad (2)$$

$$\rho_{ТПУ_ПП(ji)} = \rho_{ПП(ji)} \cdot \left(1 + \beta \cdot \left(t_{ПП(ji)} - t_{ТПУ(ji)}\right)\right) \cdot \left(1 + \gamma \cdot \left(P_{ТПУ(ji)} - P_{ПП(ji)}\right)\right), \quad (3)$$

$$t_{ТПУ(ji)} = \frac{t_{ВхТПУ(ji)} + t_{ВыхТПУ(ji)}}{2}, \quad (4)$$

$$P_{ТПУ(ji)} = \frac{P_{ВхТПУ(ji)} + P_{ВыхТПУ(ji)}}{2}, \quad (5)$$

где V_0 – вместимость (объем) калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях (температура 20°С и избыточное давление равное 0 МПа), м^3;

$\alpha_{ст}$ – температурный коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ТПУ из паспорта на ТПУ, °С$^{-1}$;

$t_{ТПУ(ji)}$ – среднее значение температуры нефти в ТПУ за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, °С, рассчитывается по формуле (4);

$t_{ВхТПУ(ji)}$, $t_{ВыхТПУ(ji)}$ – температура нефти, соответственно, на входе и выходе в ТПУ за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, °С;

$t_{ПП(ji)}$– температура нефти около поточного преобразователя плотности за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, °С;

$P_{ТПУ(ji)}$– среднее значение избыточного давления нефти в ТПУ за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа, рассчитывается по формуле (5);

$P_{ВхТПУ(ji)}$, $P_{ВыхТПУ(ji)}$ – избыточное давление нефти, соответственно, на входе и выходе в ТПУ за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, °С;

$P_{ПП(ji)}$– давление нефти около поточного преобразователя плотности за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;

D – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ, мм;

S – толщина стенок калиброванного участка ТПУ, мм;

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ из паспорта на ТПУ, МПа;

$\rho_{ПП(ji)}$ – плотность нефти за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м^3;

β – коэффициент объемного расширения при $t_{ТПУ(ji)}$, 1/°С, определяют в соответствии с Р 50.2.076-2010;

γ – коэффициент сжимаемости при $t_{ТПУ(ji)}$, 1/МПа, определяют в соответствии с Р 50.2.076-2010.

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

$$Q_{(ji)} = \frac{M_{ТПУ(ji)}}{T_{(ji)}} \cdot 3600, \qquad (6)$$

где $M_{ТПУ(ji)}$ – масса нефти, определенная с помощью эталона 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.

3) Массовый расход нефти через СРМ в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода $Q_{(j)}$, т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{(j)} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{(ji)}}{n_j}, \qquad (7)$$

где $Q_{(ji)}$ – массовый расход нефти 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, с.

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

$$Q_{min} = \min\left(Q_{(j)}\right), \qquad (8)$$

$$Q_{max} = \max\left(Q_{(j)}\right), \qquad (9)$$

где $Q_{(j)}$ – массовый расход нефти через СРМ в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т/ч.

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

$$M_{(ji)} = \frac{N_{(ji)}}{K_{ПМ}}, \qquad (10)$$

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.

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

$$K_M = \frac{\sum_{j=1}^{m} K_{M(j)}}{m}, \tag{11}$$

$$K_{M(j)} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{M(ji)}}{n_j}, \tag{12}$$

$$K_{M(ji)} = \frac{M_{ТПУ(ji)}}{M_{(ji)}} \cdot K_{M\ уст}, \tag{13}$$

где $K_{M(j)}$ – 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;

$K_{M(ji)}$ – 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;

$M_{ТПУ(ji)}$ – масса нефти, определенная с помощью средств поверки за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

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

$K_{M\ уст}$ – градуировочный коэффициент, установленный в СРМ на момент проведения поверки СРМ, г/с/мкс.

7) Проводят проверку наличия грубых промахов в результатах измерений в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, $S_{(j)}$, %, для это вычисляют среднее квадратическое отклонение (СКО) среднего значения градуировочного коэффициента СРМ в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода по формуле

$$S_{(j)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} \left(K_{M(ji)} - K_{M(j)}\right)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{100}{K_{M(j)}}, \tag{14}$$

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

$K_{M(ji)}$ – 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.

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_{(j)} \le 0,05\%, \tag{15}$$

При невыполнении условия (15) выявляют причины грубых промахов в полученных результатах измерений и проводят повторно измерения. При выполнении условия (15) определяют пределы относительной погрешности ИК массового расхода.

8) Пределы относительной погрешности ИК массового расхода, $\delta_{ИК}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{ИК} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ТПУ}^2 + \delta_t^2 + \delta_\rho^2 + \delta_{ИВК}^2 + \delta_{K_M}^2}, \tag{16}$$

$$\delta_t = \beta_{max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{ТПУ}^2 + \Delta t_{ПП}^2}, \tag{17}$$

$$\delta_\rho = \frac{\Delta\rho_{ПП}}{\rho_{ПП\,min}} \cdot 100, \tag{18}$$

$$\delta_{K_M} = \max\left(\left|\frac{K_{M(j)} - K_M}{K_M}\right| \cdot 100\right), \tag{19}$$

где $\delta_{ТПУ}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, % (из свидетельства о поверке ТПУ; для ТПУ с двумя парами детекторов берут наибольшее значение), %;

δ_t – относительная погрешность, обусловленная погрешностями измерений температур в ТПУ и около поточного преобразователя плотности, %, определяют по формуле (17);

δ_ρ – относительная погрешность измерений плотности поточным преобразователем плотности, %, определяют по формуле (18);

$\delta_{ИВК}$ – пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения физической величины, %;

δ_{K_M} – относительная погрешность, обусловленная аппроксимацией градуировочной характеристики СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %;

β_{max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти за время поверки, 1/°С;

$\Delta t_{ТПУ}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, преобразователем температуры, установленным в ТПУ, °С, принимают равными ±0,35 °С в соответствии с приложением Б;

$\Delta t_{ПП}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти преобразователем температуры, установленным около преобразователя плотности, °С, принимают равными ±0,35 °С в соответствии с приложением Б;

$\Delta\rho_{ПП}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти преобразователем плотности, кг/м^3, согласно паспорта на средство измерений или описанию типа;

$\rho_{ППmin}$ – минимальное значение плотности рабочей жидкости за время испытаний, кг/м^3;

$K_{M(j)}$ – среднее значение градуировочного коэффициента СРМ в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс, определяется по формуле (12);

K_M – градуировочный коэффициент СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода, г/с/мкс, определяется по формуле (11).

Примечания к формуле (16):

1. Значения $\delta_{ТПУ}$, δ_t, δ_ρ, $\delta_{ИВК}$, δ_{K_M} округляют до третьего знака после запятой.

2. Относительной погрешностью СРМ, вызванной изменением давления нефти при эксплуатации от значения, имеющего место при испытаниях, пренебрегают.

3. Относительная погрешность стабильности нуля для применяемых моделей преобразователей не определяется и в расчетах не применяется.

9) для ИК массового расхода СИКН проверяют выполнение условий:

– для ИК массового расхода СИКН, используемого в качестве рабочего

$$\delta_{ИК} \le 0{,}25\% \qquad (20)$$

– для ИК массового расхода СИКН, используемого в качестве резервно-контрольного

$$\delta_{ИК} \le 0{,}20\% \qquad (21)$$

Если для ИК массового расхода СИКН не выполняются условия (20) или (21), соответственно, для рабочего и резервно-контрольного ИК массового расхода нефти, то выясняют причины, устраняют их и проводят повторные операции.

Результаты определения по п.6.3.3 считают положительными при выполнении, условия (20) и (21), соответственно, для рабочего и резервно-контрольного ИК массового расхода нефти.

Формирование протоколов выполняется с использованием данных из ИВК по завершению процесса определения МХ всех ИК массового расхода СИКН. Форма протокола приведена в Приложении А.

10) Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН при выполнении условий (20) и (21) для соответствующих ИК массового расхода СИКН принимаются равными ±0,25 %. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН принимают равными ±0,35 % (алгоритм вычисления ПО «Автоматизированное рабочее место оператора «АРМ-Вектор» в соответствии с аттестованной методикой измерений).

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме приложения Б.

7.2 Положительные результаты поверки удостоверяются свидетельством о поверке, оформленным в соответствии с действующими нормативными правовыми документами и (или) записью в формуляр на СИКН, заверяемой подписью поверителя, проводившего поверку, и знаком поверки.

7.3 Производят пломбировку СИ, входящих в состав СИКН, в соответствии с их эксплуатационной документацией и/или в соответствии с МИ 3002-2006.

7.4 При отрицательных результатах поверки СИКН к применению не допускают и в соответствии с действующими нормативными правовыми документами оформляют «Извещение о непригодности к применению».

Начальник аналитического отдела ЗАО КИП «МЦЭ» Ю.В. Мишаков

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)
Перечень нормативных документов на поверку СИ, входящих в состав СИКН

Таблица А.1 – Перечень нормативных документов на поверку СИ, входящих в состав СИКН

Наименование	Регистрационный номер	Нормативный документ
1	2	3
Измерительные компоненты (первичные измерительные преобразователи)		
1 Преобразователи измерительные 644	14683-00	МИ 2470-2000 «ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы «Fisher-Rosemount», США. Методика периодической поверки»
	14683-04	МП 14683-09 «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2004 г.
	14683-09	
2 Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.
3 Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	27129-04	ИМС УН.001 Д6 «Термопреобразователи сопротивление платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ВНИИМ им. Д. И. Менделеева 31 октября 2003 г.
4 Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-01	ГОСТ 8.461-82 «Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки»
	22257-05	
	22257-11	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
5 Датчики температуры 644	39539-08	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144P. Методика поверки», согласованная с ГЦИ СИ ФГУП «ВИИИМС», август 2008 г.

Продолжение таблица А.1

6 Датчики температуры Rosemount 644	63889-16	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, 3144P. Методика поверки», утверждённая ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015 г.
7 Преобразователи давления измерительные EJA, модели EJA530	14495-00	«Преобразователи давления измерительные EJA. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ВНИИМС 18.05.00 г.
	14495-09	МИ 2596-2000 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJA. Методика поверки»
8 Преобразователи давления измерительные EJX 530	28456-04	«Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ВНИИМС в 2004 году.
	28456-09	
9 Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модификации EJX (серия A) модель 530	59868-15	МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в 14 апреля 2014 г.
10 Преобразователи давления измерительные EJA-E мод. EJA530E	66959-17	МП 207.1-031-2016 «Преобразователи давления измерительные серии EJA-E моделей EJA110E, EJA430E, EJA510E, EJA530E. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 08.12.2016 г.
11 Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-01	Методика поверки, разработанная и утвержденная ВНИИМС или МИ 2326 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
	15644-06	Методика поверки, разработанная и утвержденная ВНИИМС или МИ 2816 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
	52638-13	МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»; МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»

Продолжение таблица А.1

12 Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01	МИ 2366-96 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки», утвержденная ВНИИР 25 декабря 1995 г.
	14557-05	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВП-1п. Методика поверки»
	14557-10	
	14557-15	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.
Измерительно-вычислительные компоненты (контроллеры измерительные)		
13 Комплексы измерительно-вычислительный ИМЦ-03	19240-00	«Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 28.01.2000 г.
	19240-05	«Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03». Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР»
	19240-11	МИ 3311-2011 Рекомендация «ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 25 января 2011 года
14 Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07	53852-13	МИ 3395-2013 Рекомендация «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 15 апреля 2013 года

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)
Форма протокола поверки ИК массового расхода

ПРОТОКОЛ №____
поверки ИК массового расхода СИКН с помощью ТПУ и преобразователя плотности

Место поверки: _____Номер ИК_____

СРМ: Модификация_____Заводской №_____

Тип преобразователя_____Заводской №_____

ТПУ: Наименование_____Заводской №_____

Преобразователь плотности: Наименование_____Заводской №_____

ИВК: Наименование_____Заводской №_____

Таблица 1 – Исходные данные

Детекторы	V_0, м^3	D, мм	S, мм	E, МПа	$\alpha_{ст}$, 1/°С	$\delta_{ТПУ}$, %
1	2	3	4	5	6	7

Продолжение таблицы 1

$\Delta t_{ТПУ}$, °С	$\Delta t_{ПП}$, °С	$\Delta\rho_{ПП}$, кг/м^3	$\delta_{ИВК}$, %	$K_{ИМ}$, имп/т	$K_{М\ уст}$, г/с/мкс	$Q_{ном}$, т/ч
8	9	10	11	12	13	14

Окончание таблицы 1

$\delta_{t_доп}$, %/°С	t_{min}, °С	t_{max}, °С	P_{min}, МПа	P_{max}, МПа
15	16	17	18	19
	0	50	0,3	5,1

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ./ № изм.	$Q_{(ji)}$, т/ч	Детекторы	$T_{(ji)}$, с	$t_{ТПУ(ji)}$, °С	$P_{ТПУ(ji)}$, МПа	$\rho_{ПП(ji)}$, кг/м^3	$t_{ПП(ji)}$, °С
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
…							
1/n_1							
…							
m/1							
…							
m/n_m							

Окончание таблицы 2

№ точ./ № изм.	$P_{ПП(ji)}$, МПа	$\beta_{(ji)}$, 1/°С	$N_{(ji)}$, имп.	$M_{ТПУ(ji)}$, т	$M_{(ji)}$, т	$K_{M(ji)}$, г/с/мкс
1	9	10	11	12	13	14
1/1						
…						
$1/n_1$						
…						
m/1						
…						
m/n_m						

Таблица 3 – Результаты определения градуировочной характеристики в точках рабочего диапазона массового расхода

№ точ.	$Q_{(j)}$, т/ч	$K_{M(j)}$, г/с/мкс	n_j	$S_{(j)}$, %
1	2	3	4	5
1				
…				
m				

Таблица 4 – Результаты определения градуировочной характеристики в рабочем диапазоне массового расхода

Q_{min}, т/ч	Q_{max}, т/ч	K_M, г/с/мкс	$t_П$, °С	$P_П$, МПа
1	2	3	4	5

Окончание таблицы 4

δ_t, %	δ_ρ, %	δ_{K_M}, %	$\delta_{ПК}$, %
6	7	9	10

Примечание – протокол формируется отдельно по каждому ИК массового расхода нефти. По результатам поверки всех ИК массового расхода нефти СИКН делается заключение о годности к эксплуатации.

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

Дата проведения поверки «____» _____20___г.

gost.e-ecolog.ru