

СОГЛАСОВАНО

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

Н.В. Мурсалимова

« 20 » 12 2023 г.

М.П.

**«ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти
№ 584 ПСП «Лугинецкое» ООО «ВТК» Методика поверки»**

МП 490-2023

Томск
2023

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 584 ПСП «Лугинецкое» ООО «ВТК», заводской номер 24/04.01.00 (далее - СИКН) и устанавливает методы и средства ее первичной и периодической поверок.

1.2 Выполнение требований настоящей МП обеспечивает прослеживаемость СИКН к:

- государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019 в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости (утверждена приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356).

- государственному первичному эталону единицы плотности ГЭТ 18-2014 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений плотности (утверждена приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603).

1.3 Определение метрологических характеристик измерительных каналов СИКН проводят покомпонентным (поэлементным) и/или комплектным способом.

1.4 Если очередной срок поверки измерительного компонента (канала) СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки измерительного компонента (канала), то поверяют только этот измерительный компонент (канал), при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

1.5 В случае непригодности измерительных компонентов СИКН, допускается их замена на измерительные компоненты аналогичные или с лучшими метрологическими характеристиками. Замена оформляется актом, который хранится совместно с описанием типа на СИКН.

1.6 На основании письменного заявления владельца СИКН допускается проводить поверку СИКН отдельных измерительных каналов.

1.7 В тексте приняты следующие сокращения и обозначения:

АРМ оператора	– автоматизированное рабочее место;
БИК	– блок измерений показателей качества нефти;
БИЛ	– блок измерительных линий;
ГХ	– градуировочная характеристика;
ИВК	– комплекс измерительно-вычислительный;
ИК	– измерительный канал;
КМХ	– контроль метрологических характеристик;
МП	– методика поверки;
ПО	– программное обеспечение;
ПП	– преобразователь плотности;
ПУ	– поверочная установка;
ПМР	– счетчик-расходомер массовый;
ПЭП	– первичный электронный преобразователь;
СИ	– средство измерений;
СИКН	– система измерений количества и показателей качества нефти № 584 ПСП «Лугинецкое» ООО «ВТК»;
СОИ	– система обработки информации;
ТПУ	– трубопоршневая поверочная установка;
ФИФОЕИ	– Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	да	да	7
Подготовка к поверке и опробование	да	да	8
Проверка программного обеспечения	да	да	9
Определение метрологических характеристик	да	да	10
Подтверждение соответствия метрологическим требованиям	да	да	11

Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку прекращают.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При покомпонентном (поэлементном) способе поверке соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативной документации на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

3.2 Параметры и показатели нефти на месте эксплуатации СИКН должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

4.1 К выполнению поверки допускают лиц, достигших 18 лет, имеющих группу допуска по электробезопасности не ниже II, удостоверение на право работы на электроустановках до 1000 В, прошедших инструктаж по охране труда на рабочем месте, изучивших эксплуатационную документацию на СИКН, ее составные части и настоящую методику поверки.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 При проведении поверки применяют основные средства поверки, приведенные в таблице 2. Допускается применять другие средства поверки с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками, обеспечивающие требуемую точность передачи единиц величин поверяемому СИ.

5.2 Все применяемые средства поверки должны быть исправны, средства измерений должны быть поверены и иметь действующий срок поверки.

Таблица 2 - Средства поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
8 Подготовка к поверке и опробование	Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от плюс 5 °С до плюс 30 °С, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,3$ °С	Термогигрометр ИВА-6А-Д, регистрационный № 46434-11
	Средства измерений относительной влажности в диапазоне измерений от 0 % до 90 %, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ± 2 %	
	Средства измерений атмосферного давления в диапазоне измерений от 70 до 110 кПа, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 2,5$ кПа	
10 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 2-го разряда массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости в соответствии с приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 в диапазоне измерений объемного расхода от 5 до 100 м ³ /ч, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,05$ %	Установка стационарная трубопоршневая поверочная «Прувер С-0,05, регистрационный № 26293-04
	Рабочий эталон плотности в соответствии с приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603 в диапазоне измерений от 600 до 1000 кг/м ³ , с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,1$ кг/м ³	Плотномер МД-02, регистрационный № 58207-14
	Средство воспроизведения силы постоянного тока в диапазоне измерений от 0 до 25 мА, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm (0,02 \% \cdot X + 1 \text{ мкА})$	Калибратор многофункциональный МС5-R, регистрационный № 22237-08
Примечание – В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: X - измеренное значение		

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 При проведении поверки должны выполняться требования действующих документов: «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»..

6.2 При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, указанные в эксплуатационной документации на средства поверки, СИКН, средства измерений и оборудование, входящие в состав СИКН.

7 Внешний осмотр средства измерений

Внешний вид СИКН и комплектность проверяют путем визуального осмотра.

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН нижеследующим требованиям:

- на компонентах СИКН не должно быть загрязнений, механических повреждений, дефектов покрытия, непрочности крепления разъемов и других элементов, присутствия следов коррозии, ухудшающих вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать эксплуатационной документации.

Результаты проверки положительные, если выполняются вышеперечисленные требования. При оперативном устранении пользователем СИКН недостатков, замеченных при внешнем осмотре, поверка продолжается по следующим операциям.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 На поверку СИКН представляют следующие документы:

- инструкция по эксплуатации;
- методика измерений;
- эксплуатационная документация на средства поверки и компоненты, входящие в состав СИКН;
- актуальные сведения о поверке в ФИФОЕИ средств измерений, входящих в состав СИКН.

8.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проверяют соблюдение условий поверки, установленных в разделе 3;
- подготавливают к работе эталоны, средства поверки, приведенные в таблице 2, в соответствии с распространяющейся на них эксплуатационной документацией;
- изучают документацию, приведенную в 8.1.

Результаты проверки положительные, если выполняются вышеперечисленные условия.

8.3 Опробование

8.3.1 Опробование СИКН проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН. Проверяют правильность выполнения следующих функций:

- измерение массового расхода, массы брутто нефти, избыточного давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти;
- вычисление массы нетто нефти;
- отбор проб нефти по ГОСТ 2517;
- регистрация, индикация и хранение результатов измерений;
- формирование, хранение отображение и вывод на печать текущих и архивных данных: журналов, трендов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Результаты опробования положительные, если выполняются вышеперечисленные функции в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

Проверку идентификационных данных ПО ИВК и ПО генератора отчетов АБАК REPORTER проводят в процессе функционирования СИКН согласно инструкции по эксплуатации.

9.1 К идентификационным данным ПО ИВК и ПО генератора отчетов АБАК REPORTER относятся:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО;
- значения цифровых идентификаторов метрологически значимой части.

Идентификационные данные ПО ИВК и ПО генератора отчетов АБАК REPORTER приведены в таблице 3.

Таблица 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.0	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО	4069091340	ef9f814ff4180d55bd94d0debd230d76

10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Определение метрологических характеристик

10.1.1 Метрологические характеристики ИК СИКН определяют расчётно-экспериментальным способом (согласно МИ 2439). Метрологические характеристики ИК рассчитывают по СИ, входящих в состав СИКН, в соответствии с методикой, приведённой в 10.1.4 настоящей методики поверки. Допускается не проводить расчет фактической погрешности ИК СИКН при условии, что подтверждены метрологические характеристики компонентов ИК СИКН.

10.1.2 Метрологические характеристики измерительных и комплексных компонентов СИКН принимают равными значениям, приведённым в эксплуатационной документации (паспорт, формуляр и др.) на средства измерений при наличии на них актуальных сведений о поверке в ФИФОЕИ.

10.1.3 Методика расчета погрешностей ИК СИКН

10.1.3.1 Пределы относительной погрешности ИК массового расхода нефти, %, определяют по формуле

$$\delta_q = \sqrt{\delta_{\text{ПМР}}^2 + \left(\frac{\Delta_{qt} \cdot \Delta t}{q_m} \cdot 100 \right)^2 + (\delta_{qP} \cdot \Delta P \cdot 10)^2 + \delta_{\text{СОИ}}^2} \quad (1)$$

где $\delta_{\text{ПМР}}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности ПМР, %;

Δ_{qt} – дополнительная абсолютная погрешность ПМР от изменения температуры среды на 1 °С, кг/ч;

Δt – изменение температуры измеряемой среды от температуры среды при установке нуля ПМР, °С;

q_m – измеренный массовый расход, кг/ч;

δ_{qP} – дополнительная относительная погрешность ПМР от изменения давления измеряемой среды на 0,1 МПа, %;

ΔP – изменение давления измеряемой среды от давления среды при калибровке ПМР, МПа;

$\delta_{\text{СОИ}}$ – допускаемая относительная погрешность преобразования входного импульсного сигнала в значения массового расхода СОИ, %.

Пределы относительной погрешности ИК массового расхода нефти не должны превышать $\pm 0,20$ % для ИК с контрольным ПМР в составе (контрольно-резервная измерительная линия), и $\pm 0,25$ % для ИК с рабочим ПМР в составе (рабочая измерительная линия).

Влияние изменений температуры среды при измерениях от температуры среды при поверке необходимо компенсировать с помощью процедуры установки нуля при рабочих условиях.

Влияние изменений давления среды при измерении от давления среды при поверке необходимо компенсировать с помощью ввода значений давления как фиксированного коэффициента корректировки показаний ПМР или встроенной автоматической компенсации.

10.1.3.2 Пределы абсолютной погрешности ИК плотности нефти, кг/м³, определяют по формуле

$$\Delta_\rho = \frac{\rho}{100} \cdot \sqrt{\delta_\rho^2 + \delta_{\text{СОИ}}^2} \quad (2)$$

- где ρ – измеренная плотность нефти, кг/м³;
 δ_ρ – относительная погрешность плотномера, %;
 $\delta_{\text{СОИ}}$ – относительная погрешность преобразования входных сигналов в значения плотности СОИ, %.

Относительную погрешность плотномера определяют по формуле

$$\delta_\rho = \sqrt{\left(\frac{\Delta_{\rho 0}}{\rho} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{\rho t} \cdot \Delta t}{\rho} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{\rho P} \cdot \Delta P}{\rho} \cdot 100\right)^2} \quad (3)$$

- где $\Delta_{\rho 0}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности плотномера, кг/м³;
 $\Delta_{\rho t}$ – пределы дополнительной абсолютной погрешности плотномера от изменения температуры среды на 1 °С, кг/м³;
 Δt – изменение температуры измеряемой среды, °С;
 $\Delta_{\rho P}$ – пределы дополнительной абсолютной погрешности плотномера от изменения давления измеряемой среды на 0,1 МПа, %;
 ΔP – изменение давления измеряемой среды, МПа.

Относительную погрешность преобразования входных сигналов в значения плотности СОИ определяют по формуле

$$\delta_{\text{СОИ}} = \sqrt{\delta_{0\text{СОИ}}^2 + \delta_{t\text{СОИ}}^2} \quad (4)$$

где $\delta_{0\text{СОИ}}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности при преобразовании входного частотного сигнала СОИ, %;

$\delta_{t\text{СОИ}}$ – пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности при преобразовании входного частотного сигнала СОИ, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на 1 °С, %.

Пределы абсолютной погрешности ИК плотности нефти не должны превышать $\pm 0,3$ кг/м³.

10.1.4 Комплектный способ определения погрешности ИК массового расхода нефти

10.1.4.1 Комплектный способ определения погрешности ИК массового расхода нефти является предпочтительным. При отсутствии необходимых эталонов или при невозможности их применения определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти проводят покомпонентным (поэлементным) способом

10.1.4.2 Последовательно к ПМР из состава поверяемого ИК подключают ТПУ и подготавливают технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность.

10.1.4.3 Используют один из двух вариантов подключения ПМР к ТПУ:

– вариант 1. Рабочий ПМР из состава ИК массового расхода нефти подключают последовательно с контрольно-резервным. При этом варианте измерения массы рабочей жидкости, проходящей (прошедшей) через технологическую поверочную схему, рекомендуется проводить, используя контрольно-резервный ПМР.

– вариант 2. ПМР из состава ИК массового расхода нефти подключают к ТПУ.

10.1.4.4 Включают в работу поточный ПП из состава СИКН, выполнив соответствующие технологические переключения.

10.1.4.5 Технологические переключения по 10.1.4.2 – 10.1.4.4 проводят с соблюдением требований эксплуатационной документации СИКН.

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

10.1.4.7 Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, в технологической схеме проверки создают максимальное рабочее давление, которое может быть при проверке. Систему считают испытанной на герметичность, если в течение 10 минут

после создания давления не наблюдается течи рабочей жидкости через фланцевые соединения, через сальники технологических задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилей (кранов).

10.1.4.8 Проверяют отсутствие протечек рабочей жидкости 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 («блины»).

10.1.4.9 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 вентилей вытекает струя рабочей жидкости без пузырьков воздуха (газа).

10.1.4.10 Контролируют стабилизацию температуры рабочей жидкости в технологической схеме, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков шарового поршня ТПУ (контроль проводят посредством СИ температуры, входящих в состав СИКН). Температуру считают стабильной, если за один проход поршня изменение температуры не превышает $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$.

10.1.4.11 Проводят установку нуля ПМР согласно заводской (фирменной) инструкции по эксплуатации данной модели ПМР.

10.1.4.12 В ИВК вводят исходные данные:

- вместимость калиброванного участка ТПУ согласно свидетельству о ее поверке;
- пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ;
- диаметр и толщина стенок калиброванного участка ТПУ;
- коэффициент линейного расширения и значение модуля упругости материала стенок;
- пределы допускаемых абсолютных погрешностей датчиков температуры (или термометров), используемых в процессе поверки для измерений температуры рабочей жидкости в ТПУ и поточном ПП;
- пределы допускаемой относительной погрешности поточного ПП;
- пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении коэффициентов преобразования ПМР;
- коэффициент преобразования ПМР по импульсному выходу, вводимый в память ИВК при конфигурировании сенсора, первичного электронного преобразователя ПМР;
- стабильность нуля ПМР.

10.1.4.13 Представители сдающей и принимающей сторон определяют способ (в первичном электронном преобразователе ПМР или в ИВК) и вид реализации ГХ ПМР.

10.1.4.14 Метрологические характеристики ИК массового расхода нефти определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона в значениях, установленных с интервалом от 25 до 30 % от максимального расхода рабочего диапазона. Допускается определение метрологических характеристик 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.

10.1.4.15 Устанавливают требуемый расход Q_j (т/ч), значение которого контролируют по 10.1.4.16-10.1.4.17 в зависимости от варианта подключения ПМР.

10.1.4.16 Если ПМР подключают по варианту 2 (см. 10.1.4.3), то контроль соответствия установленного расхода Q_i требуемому значению проводят в следующем порядке.

После установления расхода запускают поршень, измеряют время прохождения поршня по калиброванному участку ТПУ и вычисляют значение расхода в j -й точке расхода $Q_{пуj}$, т/ч, по формуле

$$Q_{\text{ТПУ}j} = \frac{V_0^{\text{ТПУ}} \cdot 3600}{T_j} \cdot \rho_j^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3} \quad (5)$$

где $V_0^{\text{ТПУ}}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ, согласно свидетельству о поверке ТПУ, м³;

T_j – время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в j -й точке расхода, с;

$\rho_j^{\text{ПП}}$ – плотность рабочей жидкости, измеренная поточным ПП при установлении расхода в j -й точке, кг/м³.

Проверяют выполнение условия

$$\frac{Q_j \cdot Q_{\text{ТПУ}j}}{Q_{\text{ТПУ}j}} \cdot 100 \leq 2,0 \% \quad (6)$$

В случае невыполнения условия (6) корректируют расход, контролируя его значение по 10.1.4.17

10.1.4.17 При подключении ПМР из состава поверяемого ИК по варианту 1 (см. 10.1.4.3) требуемое значение поверочного расхода устанавливают, используя результаты измерений контрольно-резервным ПМР. Операции по 10.1.4.16 не проводят.

10.1.4.18 После стабилизации расхода и температуры рабочей жидкости 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.

10.1.4.19 Для каждого i -го измерения в каждой j -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол поверки:

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

Примечания

1 Расход Q_{ij} измеряют контрольно-резервным ПМР при схеме подключения по варианту 1 (см. 10.1.4.3). При схеме подключения по варианту 2 (см. 10.1.4.3) расход измеряют поверяемым ПМР или вычисляют его значение, используя формулу (5).

2 При реализации ГХ ПМР в ИВК в виде линейно-кусочной аппроксимации рекомендуется дополнительно регистрировать выходную частоту ПМР (Γ).

– количество импульсов, выдаваемое ПМР за время одного измерения, $N_{ij}^{\text{мас}}$, импульсы;

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

Примечание – Значения $\bar{t}_{ij}^{\text{ТПУ}}$ и $\bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}}$ вычисляют по алгоритму

$$\bar{a} = 0,5 \cdot (a_{\text{вх}} + a_{\text{вых}}) \quad (7)$$

где $\bar{a}$ – среднее арифметическое значение параметра ($\bar{t}_{ij}^{\text{ТПУ}}$ или $\bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}}$);

$a_{\text{вх}}$, $a_{\text{вых}}$ – значения параметров (температуры и давления), измеренные соответствующими СИ, установленными на входе и выходе ТПУ.

– значение плотности рабочей жидкости, измеренное поточным ПП $\rho_j^{\text{ПП}}$, кг/м³;

– значения температуры $\bar{t}_{ij}^{\text{ПП}}$, °С, и давления $\bar{P}_{ij}^{\text{ПП}}$, МПа, рабочей жидкости в поточном ПП.

10.1.4.20 Определение параметров ГХ ПМР

При любом способе реализации ГХ (в ПЭП или ИВК) проводят следующие операции.

а) Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода вычисляют значение массы рабочей жидкости $M_{ij}^{\text{рз}}$, т, используя результаты измерений ТПУ и поточного ПП, по формуле

$$M_{ij}^{\text{рз}} = V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}} \cdot \rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3} \quad (8)$$

где $V_{приj}^{ТПУ}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям (температуре и давлению рабочей жидкости) в ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, м³, вычисляют по формуле (9);

$\rho_{приj}^{ПП}$ – плотность рабочей жидкости, измеренная поточным ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, кг/м³, вычисляют по формуле (17).

б) Значение $V_{приj}^{ТПУ}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{приj}^{ТПУ} = V_0^{ТПУ} \cdot [1 + 3\alpha_t \cdot (\bar{t}_{ij}^{ТПУ} - 20)] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{ТПУ}\right) \quad (9)$$

где α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, °C⁻¹ (из таблицы А.1 приложения А);

E – модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа (из таблицы А.1 приложения А);

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

в) Значение $\rho_{приj}^{ПП}$, кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_{приj}^{ПП} = \rho_{ij}^{ПП} \cdot [1 + \beta_{жиj} \cdot (t_{ij}^{ПП} - \bar{t}_{ij}^{ТПУ})] \cdot [1 + \gamma_{жиj} \cdot (\bar{P}_{ij}^{ТПУ} - P_{ij}^{ПП})] \quad (10)$$

где $\beta_{жиj}$ – коэффициент объемного расширения рабочей жидкости, значение которого определяет ИВК по алгоритму, разработанному согласно МИ 2632, °C⁻¹;

$\gamma_{жиj}$ – коэффициент сжимаемости рабочей жидкости, значение которого определяет ИВК по алгоритму, разработанному согласно МИ 2632, МПа⁻¹.

Примечание – вычисление значений $V_{приj}^{ТПУ}$ и $\rho_{приj}^{ПП}$ допускается проводить по приложению Б.

10.1.4.21 Дальнейшую обработку результатов измерений проводят по 10.1.4.22 или 10.1.4.23 в зависимости от способа реализации ГХ.

10.1.4.22 ГХ реализуют в ПЭП

Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода определяют значение массы рабочей жидкости, измеренное ПМР (M_{ij}^{mac} , т), по формуле

$$M_{ij}^{mac} = \frac{N_{ij}^{mac}}{KF_{конф}} \quad (11)$$

Определяют коэффициент коррекции измерений массы (mass-factor) (далее – коэффициент коррекции) при i -м измерении в j -й точке расхода MF_{ij} по формуле

$$MF_{ij} = \frac{M_{ij}^{рз}}{M_{ij}^{mac}} \cdot MF_{диап}^{уст} \quad (12)$$

где $MF_{диап}^{уст}$ – коэффициент коррекции измерений массы, установленный в ПЭП по результатам предыдущей периодической поверки.

Примечание – Для ПМР, оснащенного с ПЭП без функции ввода в его память, значения коэффициента коррекции измерений массы равны единице.

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции в j -й точке расхода $\overline{MF}_j$ по формуле

$$\overline{MF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j} \quad (13)$$

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

Оценивают среднее квадратическое отклонение (далее – СКО) результатов определений средних арифметических значений коэффициентов коррекции для точек расхода в рабочем диапазоне $S_{диап}^{MF}$, %, по формуле

$$S_{\text{диап}}^{MF} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{\sum n_j} (MF_{ij} - \overline{MF_j})^2}{\sum n_j - m}} \cdot \frac{1}{\overline{MF_j}} \cdot 100 \quad (14)$$

где $\sum n_j$ – суммарное количество измерений в рабочем диапазоне;
 m – количество точек разбиения рабочего диапазона.

Проверяют выполнение условия

$$S_{\text{диап}}^{MF} \leq 0,03 \% \quad (15)$$

В случае невыполнения условия (15) в какой-либо точке расхода дальнейшую обработку результатов измерений прекращают, выясняют и устраняют причины, вызвавшие невыполнение условия (15). Повторно проводят операции по 10.1.4.14-10.1.4.19, 10.1.4.22.

При выполнении условия (15) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции измерений массы для ПМР в рабочем диапазоне расхода $MF_{\text{диап}}$ по формуле

$$MF_{\text{диап}} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{MF_j}}{m} \quad (16)$$

Вычисляют новое значение градуировочного коэффициента $K_{\text{гр}}$ по формуле

$$K_{\text{гр}} = K_{\text{гр}}^{\text{ПЭП}} \cdot MF_{\text{диап}} \quad (17)$$

где $K_{\text{гр}}^{\text{ПЭП}}$ – градуировочный коэффициент, определенный при предыдущей поверке или заводской калибровке и установленной в ПЭП.

Примечание — Новое значение $K_{\text{гр}}$ определяют только для ПЭП, не имеющего функцию ввода коэффициента коррекции $MF_{\text{диап}}$.

10.1.4.23 ГХ реализуют в ИВК

Вычисляют значение К-фактора для i -го измерения в j -й точке расхода KF_{ij} , импульсы/т, по формуле

$$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{\text{мас}}}{M_{ij}^{\text{рз}}} \quad (18)$$

Вычисляют среднее значение К-фактора для j -й точки расхода $\overline{KF_j}$, импульсы/т, по формуле

$$\overline{KF_j} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ij}}{n_j} \quad (19)$$

В зависимости от вида реализации ГХ в ИВК оценивают СКО результатов определений средних арифметических значений К-фактора для точек расхода:

а) в рабочем диапазоне $S_{\text{диап}}^{KF}$, %, если ГХ реализуют в виде постоянного значения К-фактора в рабочем диапазоне, по формуле

$$S_{\text{диап}}^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{\sum n_j} (KF_{ij} - \overline{KF_j})^2}{\sum n_j - m}} \cdot \frac{1}{\overline{KF_j}} \cdot 100 \quad (20)$$

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

$$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^2 (KF_{ij} - \overline{KF_j})_k^2}{(n_j + n_{j+1} - 2)_k}} \cdot \frac{1}{\overline{KF_j}} \cdot 100 \quad (21)$$

Оценивают значение $S_{\text{диап}}^{KF}$ или S_k^{KF} по аналогии условия (15). В случае невыполнения условия (15) в какой-либо точке расхода дальнейшую обработку результатов

измерений прекращают, выясняют и устраняют причины, вызвавшие невыполнение условия (15). Повторно проводят операции по 10.1.4.14-10.1.4.19, 10.1.4.22.

При положительных результатах оценки $S_{\text{диап}}^{KF}$ или S_k^{KF} проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Если ГХ ПМР реализуют в виде постоянного значения К-фактора в рабочем диапазоне, то вычисляют среднее значение К-фактора для рабочего диапазона $KF_{\text{диап}}$, импульсы/т, по формуле

$$K_{\text{диап}} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{KF}_j}{m} \quad (22)$$

10.1.4.24 Случайную и систематическую составляющие погрешности и относительную погрешность определяют по 10.1.4.26-10.1.4.28 в зависимости от способа и вида реализации ГХ.

10.1.4.25 Составляющие погрешности и относительную погрешность ИК массового расхода с ПМР в составе, используемого как в качестве контрольного, так и рабочего, определяют при доверительной вероятности $P = 0,95$.

10.1.4.26 Определение погрешностей при реализации ГХ ПМР в ПЭП

При реализации ГХ в ПЭП составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для рабочего диапазона.

а) Определение случайной составляющей погрешности

Случайную составляющую погрешности ε , %, определяют по формуле

$$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{диап}}^{MF} \quad (23)$$

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 В.1 приложения В);

$S_{\text{диап}}^{MF}$ – значение СКО, определенное по формуле (14).

б) Определение систематической составляющей погрешности

Систематическую составляющую погрешности θ_{Σ} , %, определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ТПУ}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_K^{\text{СОИ}})^2 + (\theta_{\text{диап}}^{MF})^2 + (\delta_0^{\text{мас}})^2} \quad (24)$$

где $\delta_{\text{ТПУ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, %;

$\delta_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности поточного ПП (из свидетельства о поверке), %;

θ_t – дополнительная составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %;

$\delta_K^{\text{СОИ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении К-фактора ПМР (из свидетельства о поверке), %;

$\theta_{\text{диап}}^{MF}$ – составляющая систематической погрешности, вызванная усреднением (аппроксимацией) коэффициента коррекции ($MF_{\text{диап}}$) в рабочем диапазоне, %;

$\delta_0^{\text{мас}}$ – значение относительной погрешности стабильности нуля ПМР, %.

Значение дополнительной составляющей систематической погрешности вычисляют по формуле

$$\theta_t = \beta_{ж\text{max}} \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{ПУ}})^2 + (\Delta t_{\text{ПП}})^2} \cdot 100 \quad (25)$$

где $\beta_{ж\text{max}}$ – максимальное из ряда значений $\beta_{жиj}$, определенных ИВК по алгоритму согласно МИ 2632, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

$\Delta t_{\text{ПУ}}$, $\Delta t_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемых абсолютных погрешностей датчиков температуры (или термометров), используемых в процессе поверки для измерений температуры рабочей жидкости в ПУ и поточном ПП, соответственно (из действующих свидетельств о поверке), $^{\circ}\text{C}$.

Составляющую систематической погрешности $\theta_{\text{диап}}^{MF}$, %, определяют по формуле

$$\theta_{\text{диап}}^{MF} = 100 \cdot \left| \frac{\overline{MF}_j - MF_{\text{диап}}}{MF_{\text{диап}}} \right|_{\max} \quad (26)$$

Относительную погрешность стабильности нуля δ_0^{mac} , %, определяют по формуле

$$\delta_0^{mac} = \frac{ZS}{Q_{\min} + Q_{\max}} \cdot 100 \quad (27)$$

где ZS – значение стабильности нуля, т/ч (из описания типа ПМР).

Примечания:

1 При проверке ИК массового расхода СИКН дополнительной систематической погрешностью ПМР, вызванной изменением давления рабочей жидкости при эксплуатации от значения, имеющего место при проверке, пренебрегают.

2 Относительную погрешность стабильности нуля (δ_0^{mac}) определяют только для тех ПМР, для которых δ_0^{mac} является составляющей относительной погрешности ПМР (согласно описанию типа, учитывая тип ПЭП).

в) Определение относительной погрешности

Относительную погрешность ИК массового расхода δ , %, определяют по формуле

$$\delta = \begin{cases} Z_P \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon), & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{диап}}^{MF}} \leq 8, \\ \theta_{\Sigma}, & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{диап}}^{MF}} > 8 \end{cases} \quad (28)$$

где Z_P – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности Р и величины соотношения $\frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{диап}}^{MF}}$, значение которого берут из таблицы В.2 приложения В.

10.1.4.27 Определение погрешностей при реализации ГХ ПМР в ИВК в виде постоянного значения К-фактора (импульсы/т)

При таком виде реализации ГХ в ИВК составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для рабочего диапазона.

а) Определение случайной составляющей погрешности

Случайную составляющую погрешности ε , %, определяют по формуле

$$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{диап}}^{KF} \quad (29)$$

где $S_{\text{диап}}^{KF}$ – значение СКО, определенное по формуле (20).

Примечание – При определении $t_{(P,n)}$ принимают: $n = \sum n_j$.

б) Определение систематической составляющей погрешности

Систематическую составляющую погрешности θ_{Σ} , %, определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ПУ}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_{\text{К}}^{\text{СОИ}})^2 + (\theta_{\text{диап}}^{KF})^2 + (\delta_0^{mac})^2} \quad (30)$$

где $\theta_{\text{диап}}^{KF}$ – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией ГХ ПМР в рабочем диапазоне расхода, %.

Составляющую систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией ГХ ПМР в рабочем диапазоне расхода $\theta_{\text{диап}}^{KF}$, %, определяют по формуле

$$\theta_{\text{диап}}^{KF} = 100 \cdot \left| \frac{\overline{KF}_j - KF_{\text{диап}}}{KF_{\text{диап}}} \right|_{\max} \quad (31)$$

в) Определение относительной погрешности

Относительную погрешность ИК массового расхода δ , %, определяют по формуле

$$\delta = \begin{cases} Z_P \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon), & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{диап}}^{KF}} \leq 8, \\ \theta_{\Sigma}, & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{диап}}^{KF}} > 8 \end{cases} \quad (32)$$

где Z_P – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{диап}}^{KF}}$, значение которого берут из таблицы В.2 приложения В.

10.1.4.28 Определение погрешностей при реализации ГХ ПМР в ИВК в виде кусочно-линейной аппроксимации

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

а) Определение случайной составляющей погрешности

Случайную составляющую погрешности ПМР ε_k , %, определяют по формуле

$$\varepsilon_k = t_{(P,n)} \cdot S_k^{KF} \quad (33)$$

где S_k^{KF} – значение СКО, определенное по формуле (27).

Примечание – При определении $t_{(P,n)}$ принимают: $n = (n_j + n_{j+1})_k$.

б) Определение систематической составляющей погрешности

Систематическую составляющую погрешности θ_{Σ} , %, определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ПУ}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_K^{\text{СОИ}})^2 + (\theta_k^{KF})^2 + (\delta_{0k}^{\text{mac}})^2} \quad (34)$$

где θ_k^{KF} – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией ГХ ПМР в k -ом поддиапазоне расхода, %;

δ_{0k}^{mac} – относительная погрешность стабильности нуля в k -ом поддиапазоне, %.

Составляющую систематической погрешности, обусловленную аппроксимацией ГХ ПМР в k -ом поддиапазоне расхода θ_k^{KF} , %, определяют по формуле

$$\theta_k^{KF} = \frac{1}{2} \cdot 100 \cdot \left| \frac{\overline{KF}_j - \overline{KF}_{j+1}}{\overline{KF}_j + \overline{KF}_{j+1}} \right|_{(k)} \quad (35)$$

Относительную погрешность стабильности нуля δ_{0k}^{mac} , %, определяют по формуле

$$\delta_{0k}^{\text{mac}} = \frac{ZS}{Q_{k\min} + Q_{k\max}} \cdot 100 \quad (36)$$

где $Q_{k\min}$, $Q_{k\max}$ – минимальное и максимальное значения расхода в k -ом поддиапазоне (в начале и в конце k -го поддиапазона) соответственно, т/ч.

в) Определение относительной погрешности

Относительную погрешность ИК массового расхода δ_k , %, определяют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_P \cdot (\theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k), & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_k^{KF}} \leq 8, \\ \theta_{\Sigma k}, & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_k^{KF}} > 8 \end{cases} \quad (37)$$

где Z_P – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\frac{\theta_{\Sigma k}}{S_k^{KF}}$, значение которого берут из таблицы В.2 приложения В.

10.1.5 Оценивание относительных погрешностей

Оценивают значения относительных погрешностей, определенных по формуле (28), (32) или (37) – в зависимости от способа и вида реализации ГХ, для чего проверяют выполнение условий:

– для ИК массового расхода с ПМР, используемого в качестве контрольного

$$(|\delta|, |\delta_k|) \leq \pm 0,20 \% \quad (38)$$

– для ИК массового расхода с ПМР, используемого в качестве рабочего

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

Если для ИК массового расхода с ПМР, применяемого (эксплуатируемого) в качестве контрольного, не выполняется условие (38) и для ИК массового расхода с ПМР, эксплуатируемого в режиме рабочего, не выполняется условие (39) – в зависимости от вида реализации ГХ, то выясняют причины, устраняют их и проводят повторные операции.

При невыполнении одного из условий (38) и (39) рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках расхода;
- уменьшить рабочий диапазон, если ГХ ПМР реализуется в ПЭП в виде постоянного значения градуировочного коэффициента ($K_{гр}$) или коэффициента коррекции (meter-factor – $MF_{диап}$), или в ИВК в виде постоянного значения К-фактора в рабочем диапазоне ($KF_{диап}$, импульсы/т);
- увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазон расхода), если ГХ ПМР реализуется в ИВК в виде кусочно-линейной аппроксимации значений ($\overline{KF}$, импульсы/т).

10.1.5.1 Операции по 10.1.4 проводят в автоматизированном режиме по алгоритмам в соответствии с МИ 3272-2010, реализованным в ИВК.

10.1.6 *Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти*

10.1.6.1 Комплектный способ определения относительной погрешности ИК плотности нефти является предпочтительным. При отсутствии необходимых эталонов или при невозможности их применения определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти проводят покомпонентным (поэлементным) способом.

10.1.6.2 Проверяют соответствие введенных в память ИВК коэффициентов значениям, приведенным в свидетельстве о поверке поточного ПП (при поэлементной поверке) или СИКН (при комплектной поверке).

10.1.6.3 Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти производится при одновременном измерении плотности нефти ИК плотности нефти СИКН и эталонным плотномером при значениях температуры и давления нефти в рабочем диапазоне их изменений.

10.1.6.4 Измерение плотности, температуры и давления нефти производится в следующем порядке.

а) Устанавливается расход нефти в БИК в пределах от 0,5 до 4,0 м³/ч. Изменение значения плотности нефти при измерениях не должны превышать кг/м³ в течение 5 минут, изменение значения температуры нефти при измерениях не должны превышать 0,1 °С в течение 5 минут, изменение значения давления нефти при измерениях не должны превышать 0,05 МПа в течение 5 минут.

б) При достижении условий, производят измерение плотности ИК плотности СИКН и эталонным плотномером, а также температуры и давления нефти с помощью СИ давления и температуры из состава БИК. Измерения плотности ИК плотности СИКН и эталонным плотномером, измерение температуры и давления нефти выполняют не менее 3 раз.

10.1.6.5 Абсолютную погрешность ИК плотности нефти определяют по формуле

$$\Delta = \rho - D_o \quad (40)$$

где ρ – результат измерений плотности ИК плотности нефти, кг/м³;

D_o – результат измерений плотности эталонным плотномером, приведенный по температуре и давлению к условиям измерения поточного ПП в соответствии с МИ 2632, кг/м³.

10.1.6.6 Результаты поверки по 10.1.6.5 считают положительными, если абсолютная погрешность ИК плотности нефти не выходит за пределы $\pm 0,3$ кг/м³.

10.1.6.7 При положительных результатах поверки по 10.1.6 в протокол поверки заносят градуировочные коэффициенты поточного ПП. Если абсолютная погрешность

превышает указанные пределы, то поточный ПП градуируют по методике, приведенной в приложении Г. Определяют 2 раза абсолютную погрешность ИК плотности нефти с новым коэффициентом К0 в соответствии с 10.1.6.4 - 10.1.6.5.

10.1.6.8 Рекомендуемая форма протокола при выполнении операции по 10.1.6 приведена в приложении 2 МИ 2403.

10.1.7 Определение приведенной погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА

10.1.7.1 Отключают первичный измерительный преобразователь (ИП) ИК, ко вторичной части ИК (включая барьер искрозащиты) подключают калибратор и задают электрический сигнал силы постоянного тока. В качестве контрольных точек принимают точки: 4, 8, 12, 16 и 20 мА.

10.1.7.2 В каждой контрольной точке вычисляют приведенную погрешность γ_I , %, по формуле

$$\gamma_I = \frac{I_{\text{изм}} - I_{\text{эт}}}{16} \cdot 100 \quad (41)$$

где $I_{\text{изм}}$ — значение силы постоянного тока, измеренное СИКН (определяют по показаниям рабочего и резервного ИВК), мА;

$I_{\text{эт}}$ — значение силы постоянного тока, заданное калибратором, мА.

10.1.8 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

10.1.8.1 Относительная погрешность при измерении массы брутто нефти при прямом методе динамических измерений принимается равной относительной погрешности ИК массового расхода нефти.

10.1.9 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

10.1.9.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти $\delta_{\text{Мн}}$, %, вычисляют по формуле

$$M_{\text{н}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{\Delta W_{\text{м.в.}}^2 + \Delta W_{\text{х.с.}}^2 + \Delta W_{\text{м.п.}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{м.в.}} + W_{\text{х.с.}} + W_{\text{м.п.}}}{100}\right)^2}} \quad (42)$$

где δM — пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

$W_{\text{м.в.}}$ — массовая доля воды в нефти, %;

$W_{\text{х.с.}}$ — массовая доля хлористых солей в нефти, %;

$W_{\text{м.п.}}$ — массовая доля механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{\text{м.в.}}$ — абсолютная погрешность измерения массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{\text{х.с.}}$ — абсолютная погрешность измерения массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$\Delta W_{\text{м.п.}}$ — абсолютная погрешность измерения массовой доли механических примесей в нефти по, %;

$W_{\text{х.с.}}$ — массовая доля хлористых солей в нефти, %, определяют по формуле

$$W_{\text{х.с.}} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{\text{х.с.}}}{\rho_{20}}, \quad (43)$$

$\varphi_{\text{х.с.}}$ — массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³;

ρ_{20} — плотность нефти, приведенная к 20 °С, кг/м³.

11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

11.1 Результаты проверки положительные, если фактические значения погрешности не превышают значений, указанных в таблице 5.

Таблица 5

Наименование ИК	Место установки ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Измерительные компоненты	Комплексные компоненты		
1	2	3	4	5	6
ИК массового расхода нефти	БИЛ	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	ИВК	от 30 до 80 т/ч	$\delta = \pm 0,25 \%^{1)}$ $\delta = \pm 0,20 \%^{2)}$
ИК плотности нефти	БИК	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	ИВК	от 700 до 950 кг/м ³	$\Delta = \pm 0,3 \text{ кг/м}^3$

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода нефти с рабочим ПМР в составе.

²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода нефти с контрольным ПМР в составе.

Примечание - В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: Δ - абсолютная погрешность измерений, δ - относительная погрешность измерений.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти не превышают $\pm 0,25 \%$;
- массы нетто нефти не превышают $\pm 0,35 \%$.

12 Оформление результатов поверки

12.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

12.2 При положительных результатах поверки СИКН вносят сведения о поверке в ФИФОЕИ.

12.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и вносят сведения в ФИФОЕИ.

12.4 Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

12.5 По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку, на СИКН выдается свидетельство о поверке средства измерений или выдается извещение о непригодности к применению средства измерений.

Приложение А

(справочное)

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

А.1 Коэффициент линейного расширения и значение модуля упругости материала стенок ТПУ определяют из таблицы А.1.

Таблица А.1 – Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материала стенок ТПУ

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

Примечание – Если значения (α_t и Е) приведены в паспорте ПУ, то в расчетах используют паспортные значения

Приложение Б (рекомендуемое)

Вычисление значений $V_{приj}^{ТПУ}$ и $\rho_{приj}^{ПП}$ при использовании ИВК

Б.1 Значение $V_{приj}^{ПУ}$ вычисляют по формуле

$$V_{приj}^{ТПУ} = V_0^{ТПУ} \cdot k_{ij}^t \cdot k_{ij}^P \quad (\text{Б.1})$$

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

$$k_{ij}^t = 1 + 3\alpha_t \cdot (\bar{t}_{ij}^{ТПУ} - 10) \quad (\text{Б.2})$$

k_{ij}^P – коэффициент, учитывающий влияние давления рабочей жидкости на вместимость ПУ, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^P = 1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{ТПУ} \quad (\text{Б.3})$$

Б.2 Значение $\rho_{приj}^{ПП}$ вычисляют по формуле

$$\rho_{приj}^{ПУ} = \rho_{ij}^{ТПУ} \cdot k_{ij}^{\Delta t} \cdot k_{ij}^{\Delta P} \quad (\text{Б.4})$$

где $k_{ij}^{\Delta t}$ – коэффициент, учитывающий разность температуры рабочей жидкости в поточном ПП и ТПУ при i -ом измерении в j -ой точке расхода, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{\Delta t} = 1 + \beta_{жij} \cdot (t_{ij}^{ПП} - \bar{t}_{ij}^{ТПУ}) \quad (\text{Б.5})$$

$k_{ij}^{\Delta P}$ – коэффициент, учитывающий разность давления рабочей жидкости в поточном ПП и ПУ при i -ом измерении в j -ой точке расхода, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{\Delta P} = 1 + \gamma_{жij} \cdot (\bar{P}_{ij}^{ТПУ} - P_{ij}^{ПП}) \quad (\text{Б.6})$$

Приложение В (справочное)

Определение значений квантиля распределения Стьюдента $t_{(p,n)}$ и коэффициента Z_p

В.1 Значение квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P=0,95$ в зависимости от количества измерений n определяют из таблицы В.1.

Таблица В.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	16
$t_{(p,n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162	2,145	2,132	2,120

Продолжение таблицы В.1

n-1	17	18	19	20
$t_{(p,n)}$	2,110	2,101	2,093	2,086

В.2 Значение коэффициента Z_p при $P=0,95$ в зависимости от величины соотношения θ_Σ/S определяют из таблицы В.2 ($\theta_\Sigma/S \Rightarrow \theta_\Sigma/S_{\text{диап}}^{KF}$, или $\theta_\Sigma/S_{\text{диап}}^{MF}$, или θ_Σ/S_k^{KF}).

Таблица В.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 Г
(справочное)

Методика градуировки поточного ПП в условиях эксплуатации

Г.1 Вычисляют среднюю погрешность поточного ПП из состава ИК плотности по трем результатам измерений при поверке по формуле

$$\Delta_{\text{ср}} = \pm \frac{\Delta_1 + \Delta_2 + \Delta_3}{3} \quad (\text{Г.1})$$

Г.2 Новое значение коэффициента $K0_{\text{нов}}$ вычисляют по формуле

$$K0_{\text{нов}} = K0 - \Delta_{\text{ср}} \quad (\text{Г.2})$$