

СОГЛАСОВАНО

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

Н.В. Мурсалимова

« 15 / » 10 2025 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти
ООО «Томскнефтепереработка»**

Методика поверки

МП 509-2025

Томск
2025

Содержание

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

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти ООО «Томскнефтепереработка» (далее - СИКН), заводской номер 01, 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 63-2025 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).

1.3 Определение метрологических характеристик 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 На основании письменного заявления владельца СИКН допускается проводить поверку отдельных измерительных каналов из состава СИКН для меньшего числа измеряемых величин в рабочих диапазонах измерений с обязательным указанием об объеме проведенной поверки при оформлении результатов поверки.

1.6 В тексте приняты следующие сокращения и обозначения:

АРМ оператора	– автоматизированное рабочее место;
ИВК	– комплекс измерительно-вычислительный;
ИК	– измерительный канал;
ИК МР	– измерительный канал массового расхода;
КМХ	– контроль метрологических характеристик;
ЛС	– линия связи;
МП	– методика поверки;
МХ	– метрологические характеристики;
ПО	– программное обеспечение;
ПП	– преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835;
ОТ	– описание типа на средство измерений;
СИ	– средство измерений;
СИКН	– система измерений количества и показателей качества нефти ООО «Томскнефтепереработка»;
СОИ	– система обработки информации;
СРМ	– счетчик-расходомер массовый;
ТПУ	– трубопоршневая поверочная установка;
ФИФ ОЕИ	– Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;
ЭД	– эксплуатационные документы.

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 и устраняют причину несоответствия. Повторяют операцию поверки, по которой был получен отрицательный результат. Если при повторном проведении операции получен отрицательный результат, тогда поверку прекращают и СИКН признается непригодным к применению.

3 Требования к условиям проведения поверки

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

3.2 При комплектном способе поверки соблюдают условия в соответствии с Приложением А настоящей методики поверки.

3.3 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, поверены и иметь действующие записи о поверке в ФИФ ОЕИ.

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
Подготовка к поверке и опробование	Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от плюс 5 °С до плюс 40 °С, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,3$ °С	Термогигрометр ИВА-6Н-Д, регистрационный № 46434-11
	Средства измерений относительной влажности в диапазоне измерений от 0 до 90 %, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений ± 2 %	
	Средства измерений атмосферного давления в диапазоне измерений от 700 до 1100 гПа, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 2,5$ гПа	
Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 в диапазоне измерений объемного расхода до 113 м ³ /ч, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,05$ %	Установка трубопоршневая Syncrotrak, регистрационный номер 28232-04
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 осмотре должно быть установлено соответствие СИКН нижеследующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать разделу 4 формуляра СИКН;
- на элементах СИКН не должно быть загрязнений, механических и электрических повреждений, дефектов покрытия, непрочности крепления разъемов и других элементов, присутствия следов коррозии, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на элементах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической 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 СИКН;
- методика измерений;

- эксплуатационная документация на средства поверки и компоненты, входящие в состав СИКН;
- актуальные сведения о поверке в ФИФ ОЕИ 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 средства поверки имеют документально подтвержденную пригодность для использования в операциях поверки.

8.3 Опробование

8.3.1 Опробование СИКН проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН с АРМ оператора при помощи программного обеспечения «Визард СИКН». Для проведения опробования СИКН все технические средства, входящие в ее состав, должны быть «прописаны» в программном обеспечении, должна быть задана конфигурация испытываемой СИКН. Сбор данных со всех СИ, входящих в состав СИКН, осуществляется с помощью программы сбора данных, установленной на АРМ оператора. Проверяют правильность функционирования её основных компонентов, в том числе:

- для проведения проверки функционирования преобразователей подают напряжение питания на преобразователи, проверяют правильность подключения преобразователей к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения – схемам, приведенным в документах на СИ);

- при опробовании линий связи проверяют поступление информации по линиям связи и наличие сигнализации об обрыве линий;

- при опробовании ИВК МикроТЭК и персонального компьютера (ПК) проверяют работу таймера и возможность сохранения результатов измерений, возможность вызова на дисплей предусмотренных параметров нефти, возможность построения и вывода на печать графиков и форм отчетности, характеризующих результаты учёта количества и показателей качества нефти, сигнализацию неисправностей (при их имитации), сохранность в памяти информации о неисправностях и событиях с привязкой даты и времени, запрет несанкционированного доступа к измерительной информации;

- для проведения проверки функционирования вспомогательных технических компонентов (адаптеров) на все вспомогательные технические компоненты подают питание в соответствии с технической документацией. Подача питания индицируется соответствующими элементами сигнализации (светодиодами и лампочками). С помощью ПК и соответствующего программного обеспечения АРМ оператора осуществляется связь с удаленными объектами.

8.3.2 Опробование СИКН считается успешным, если по завершению опроса всех СИ в отчетах, представленных в программе, присутствуют показания по учету параметров нефти с указанием текущей даты и времени. Преобразователи считаются работоспособными, если на вторичной аппаратуре и мониторе компьютера АРМ оператора отображаются текущие параметры потока нефти. Вспомогательные технические средства считаются исправно функционирующими в составе СИКН, если по установленному соединению успешно происходит передача данных.

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

9 Проверка программного обеспечения

9.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

Проверку идентификационных данных ПО «Визард СИКН» проводят в процессе функционирования СИКН согласно инструкции по эксплуатации на СИКН.

9.2 К идентификационным данным ПО «Визард СИКН» относятся:

- идентификационное наименование ПО;

- номер версии (идентификационный номер) ПО;
- значения цифровых идентификаторов метрологически значимой части.

9.3 Результаты проверки положительные, если идентификационные данные ПО «Визард СИКН» соответствуют данным таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «Визард СИКН»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Визард СИКН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.2/1/4/1180
Цифровой идентификатор ПО	D59DCD93D39DFF9D1FACD0871288F25B 15B171ACBC6568D7EAB987BB843760DE 8D533239812464AD59A65E721721546D C2367625206CCD73A765EF7A12FEF4D7 10458B3D73DE8400029BC340A8991F86
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	md5

10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Определение метрологических характеристик ИК СИКН покомпонентном (поэлементном) способом

10.1.1 Метрологические характеристики ИК СИКН определяют расчётно-экспериментальным способом (согласно МИ 2439). При покомпонентном (поэлементном) способе поверки, определение метрологических характеристик измерительных компонентов (СИ), входящих в состав СИКН, выполняют в соответствии с утверждёнными методиками поверки на каждый тип компонента (СИ). Перечень СИ, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

10.1.2 Измерительные компоненты (СИ), входящие в состав ИК СИКН, на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены, что подтверждается наличием сведений о поверке в ФИФ ОЕИ.

10.1.3 Метрологические характеристики ИК рассчитывают по СИ, входящих в состав СИКН, в соответствии с методикой, приведённой в 10.1.5 настоящей методики поверки. Допускается не проводить расчет фактической погрешности ИК СИКН при условии, что подтверждены метрологические характеристики компонентов (СИ), входящих в ИК СИКН.

10.1.4 Для расчета погрешностей ИК СИКН по методике, приведённой в п. 10.1.5 настоящей методики поверки, метрологические характеристики измерительных компонентов (СИ) берут из описания типа или эксплуатационной документации.

10.1.5 Методика расчета погрешности ИК СИКН

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

$$\delta_q = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{СРМ}^2 + \delta_{ИВК}^2 + \delta_{АРМ}^2 + \delta_{лс}^2}, \quad (1)$$

- где $\delta_{СРМ}$ – пределы допускаемой относительной погрешности СРМ, %;
- $\delta_{ИВК}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %;
- $\delta_{АРМ}$ – пределы допускаемой относительной погрешности АРМ оператора, равная 0,0001 %;
- $\delta_{лс}$ – относительная погрешность ЛС, %.

Примечание – Погрешность линии связи определяется потерями в линиях связи. Между измерительными и комплексными компонентами ЛС построены из кабелей контрольных и/или кабелей управления. Параметры линий связи удовлетворяют требованиям ГОСТ 18404.0 и ГОСТ 26411. Длина линий связи небольшая, входное сопротивление СОИ велико, поэтому потери в ЛС пренебрежимо малы. Принимаем погрешность линии связи во всех ИК СИКН равной нулю.

Для перевода в относительную форму $\delta_{ИВК}$, %, в случае её представления в абсолютной форме, используют формулу

$$\delta_{\text{ИВК}} = \frac{\Delta}{X} \cdot 100 \%, \quad (2)$$

где Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ИВК;
 X – измеренное значение.

Пределы относительной погрешности ИК массового расхода нефти не должны превышать $\pm 0,25 \%$ для ИК массового расхода нефти с рабочим СРМ в составе и $\pm 0,20 \%$ для ИК массового расхода нефти с контрольным СРМ в составе.

10.2 Определение метрологических характеристик ИК СИКН комплектным способом

При комплектном способе поверки, определение метрологических характеристик ИК массового расхода нефти проводят в соответствии с Приложением А настоящей МП.

10.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти $\delta M_{\text{бр}}$, %, при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности СИ массового расхода.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать $\pm 0,25 \%$.

10.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

10.4.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти определяют по формуле:

$$\delta M_{\text{н}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{М}}^2 + \frac{\Delta W_{\text{м.в}}^2 + \Delta W_{\text{м.п}}^2 + \Delta W_{\text{х.с}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{м.в}} + W_{\text{м.п}} + W_{\text{х.с}}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

где $\delta_{\text{М}}$ – максимальная допускаемая относительная погрешность измерений массы брутто нефти, равная $0,25 \%$;

$\Delta W_{\text{м.в}}$ – 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, %;

$W_{\text{м.п}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, измеренная по ГОСТ 6370, %;

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

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

10.4.2 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти, $\Delta W_{\text{м.в}}$, %, определяют по формулам (4) или (5)

10.4.2.1 При применении поточных СИ объемной доли воды в нефти вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{м.в}} = \frac{\left(\Delta \varphi_{\text{осн}} + \left(\Delta \varphi_{\text{доп}} \cdot \frac{t - t_{\text{ном}}}{n}\right)\right) \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}}, \quad (4)$$

где $\Delta \varphi_{\text{осн}}$ – основная абсолютная погрешность поточных СИ объемной доли воды в нефти, %;

$\Delta \varphi_{\text{доп}}$ – дополнительная абсолютная погрешность поточных СИ объемной доли воды в нефти, связанная с отклонением температуры нефти на каждые n °С, %. При отсутствии в описании типа СИ дополнительной погрешности значение $\Delta \varphi_{\text{доп}}$ принимают равным нулю;

t – температура нефти в месте измерений объемной доли воды в нефти, °С;

- $t_{\text{ном}}$ – номинальная температура, приведенная в описании типа СИ объемной доли воды в нефти, °С;
- $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³;
- $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³;
- n – значение температуры, для которого нормируется дополнительная погрешность поточных СИ объемной доли воды (по описанию типа СИ).

10.4.2.2 При измерении в лаборатории определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{м.в}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{м.в}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{м.в}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

- где $R_{\text{м.в}}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, %;
- $r_{\text{м.в}}$ – повторяемость метода измерений массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, %.

10.4.3 Абсолютную погрешность измерений массовой доли механических примесей нефти, $\Delta W_{\text{м.п}}$, %, определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{м.п}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{м.п}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{м.п}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

- где $R_{\text{м.п}}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, %;
- $r_{\text{м.п}}$ – повторяемость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, %.

10.4.4 Абсолютную погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, $\Delta W_{\text{х.с}}$, %, определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{х.с}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{х.с}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{х.с}}^2}}{\rho_{\text{изм}} \cdot \sqrt{2}}, \quad (7)$$

- где $R_{\text{х.с}}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534, мг/дм³;
- $r_{\text{х.с}}$ – повторяемость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534, мг/дм³.

11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

11.1 Результаты проверки положительные, если фактические значения погрешностей измерений ИК не превышают значений, указанных в таблице 4.

Таблица 4

Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
ИК массового расхода нефти	от 25 до 100 т/ч	$\delta = \pm 0,25 \%^{1)}$ $\delta = \pm 0,20 \%^{2)}$

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

²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода нефти с контрольно-резервным массомером в составе.

Примечание – В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: δ – относительная погрешность измерений.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

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

12 Оформление результатов поверки

12.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

12.2 Сведения о поверке СИКН вносят в ФИФ ОЕИ. При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают.

Приложение А (обязательное)

Определение абсолютной погрешности ИК массового расхода нефти

А.1 Условия проведения поверки

Определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти (далее – ИК МР) выполняют в рабочих условиях эксплуатации СИКН, а также с соблюдением следующих условий:

- изменение расхода нефти от установленного значения, не более, % 2,5;
- изменение температуры нефти в преобразователи ИК плотности на входе и выходе ТПУ, °С, не более 0,2.

А.2 Подготовка к поверке

А.2.1 При подготовке средств измерений необходимо соблюдать требования разделов «Подготовка к работе» и «Меры безопасности» эксплуатационных документов, распространяющихся на средства измерения.

А.2.2 Регулирование массового расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на входе и выходе измерительной линии или на выходе ТПУ. Допускается вместо регуляторов расхода использовать запорную арматуру.

А.2.3 Подготавливают счетчик-расходомер массовый из состава ИК МР (далее – СРМ) в соответствии с ЭД на СРМ, устанавливают или проверяют установленные коэффициенты:

- градуировочный коэффициент;
- коэффициент коррекции;
- значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала или коэффициент преобразования СРМ.

А.2.4 Проверяют или устанавливают в ИВК из состава ИК МР (далее – ИВК) значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала СРМ или коэффициент преобразования, $K_{ПМ}$, имп/т, соответствующий установленному в СРМ или вычисленный по формуле

$$K_{ПМ} = \frac{f_M \cdot 3600}{Q_M}, \quad (A.1)$$

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

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

А.2.5 Проверяют отсутствие газа в измерительной линии, ТПУ и ИК плотности, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают массовый расход рабочей жидкости в пределах рабочего диапазона измерений ИК МР и открывают краны, расположенные в высших точках измерительной линии и ТПУ. Проводят 1-3 раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска газ. Считают, что газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает струя рабочей жидкости без газовых пузырьков.

А.3 Определение метрологических характеристик ИК МР

А.3.1 При испытании ИК МР определяют следующие МХ:

- градуировочный коэффициент или коэффициент коррекции в рабочем диапазоне измерений массового расхода;

- граница относительной погрешности в рабочем диапазоне измерений.

А.3.2 Определение МХ ИК МР проводят при крайних значениях рабочего диапазона расхода и значениях, находящемся внутри рабочего диапазона. В каждой точке расхода для ИК МР с рабочим СРМ проводят не менее семи измерений, с контрольным не менее одиннадцати.

А.3.3 Устанавливают первую точку рабочего диапазона массового расхода. Контроль соответствия установленного расхода проводят с помощью АРМ оператора.

А.3.4 После стабилизации массового расхода в соответствии с п. А.1 Приложения А проводят необходимое количество измерений.

А.3.9 Запускают поршень ТПУ. При прохождении поршня первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала преобразователя ИК массового расхода и времени прохождения поршня между детекторами, при прохождении второго детектора – заканчивает.

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

- температура нефти на входе и выходе ТПУ;
- давление нефти на входе и выходе ТПУ;
- температура рабочей жидкости в ИК плотности;
- давление рабочей жидкости в ИК плотности;
- плотности рабочей жидкости в ИК плотности.

А.4 Обработка результатов измерений

А.4.1 Массу рабочей жидкости, определенную с помощью ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода

$$M_{\text{ПУ}ji} = V_0 \cdot K_{tji} \cdot K_{Pji} \cdot \rho_{\text{ПП}ji} \cdot \frac{\text{СТЛ}_{\text{ПУ}ji} \cdot \text{СРЛ}_{\text{ПУ}ji}}{\text{СТЛ}_{\text{ПП}ji} \cdot \text{СРЛ}_{\text{ПП}ji}} \cdot 10^{-3}, \quad (\text{A.2})$$

- где V_0 – вместимость калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях ($t = 20$ °С и $P = 0$ МПа), м³;
- K_{tji} – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ТПУ, для i -го измерения в j -ой точке, вычисляемый по формуле

$$K_{tji} = (1 + \alpha_k \cdot (t_{\text{ПУ}ji} - 20))(1 + \alpha_t \cdot (t_d - 20)), \quad (\text{A.3})$$

- где α_k – квадратичный коэффициент расширения стали калиброванного участка ТПУ, °С⁻¹ (берут из технической документации на ТПУ или определяют по таблице А.1);
- α_t – коэффициент линейного расширения материала планки крепления детекторов ТПУ или инварового стержня, °С⁻¹ (берут из технической документации на ТПУ или определяют по таблице А.1);
- t_d – температура планки крепления детекторов или инварового стержня (при отсутствии датчика температуры берут значение равное температуре окружающей среды), °С;
- $t_{\text{ПУ}ji}$ – среднее значение температуры нефти в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, °С;
- K_{Pji} – коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ТПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, вычисляемый по формуле

$$K_{Pji} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{\text{ПУ}ji} \cdot D}{E \cdot S}, \quad (\text{A.4})$$

- где $P_{\text{ПУ}ji}$ – среднее значение избыточного давления нефти в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;
- D – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ), мм;
- E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ или определяют по таблице А.1), МПа;
- S – толщина стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ), мм;
- $\rho_{\text{ПП}ji}$ – плотность нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м³;
- $\text{СТЛ}_{\text{ПУ}ji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ТПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, определенный в соответствии с п. А.4.2 Приложения А

- $CPL_{пу\ ji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для температуры нефти в ТПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, определенный в соответствии с п. А.4.2 Приложения А
- $CTL_{пп\ ji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ИК плотности для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, определенный в соответствии с п. А.4.2 Приложения А
- $CPL_{пп\ ji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для температуры нефти в ИК плотности для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, определенный в соответствии с п. А.4.2 Приложения А

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

Материал	α_t	α_t	Е
	$^{\circ}\text{C}^{-1}$	$^{\circ}\text{C}^{-1}$	МПа
Сталь углеродистая	$1,12 \cdot 10^{-5}$	$2,23 \cdot 10^{-5}$	$2,07 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,73 \cdot 10^{-5}$	$3,46 \cdot 10^{-5}$	$1,93 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,59 \cdot 10^{-5}$	$3,18 \cdot 10^{-5}$	$1,93 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$1,08 \cdot 10^{-5}$	$2,16 \cdot 10^{-5}$	$1,97 \cdot 10^5$
Инвар	$1,44 \cdot 10^{-6}$		

А.4.2 Определение коэффициентов CTL и CPL

А.4.2.1 Определение коэффициента CTL

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

$$CTL = \exp[-\alpha_{15} \cdot \Delta t \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot \Delta t)], \quad (\text{A.5})$$

$$\alpha_{15} = \frac{K_0 + K_1 \cdot \rho_{15}}{\rho_{15}^2} + K_2, \quad (\text{A.6})$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (\text{A.7})$$

где ρ_{15} – значение плотности нефти при $t = 15^{\circ}\text{C}$ и $P = 0$ МПа, $\text{кг}/\text{м}^3$, определенное в соответствии с п. А.4.2.3 Приложения А;

t – значение температуры нефти, $^{\circ}\text{C}$

α_{15} – значение коэффициента объемного расширения нефти;

K_0 – коэффициент, равный 613,97226 для нефти;

K_1 – коэффициент, равный 0,00000 для нефти;

K_2 – коэффициент, равный 0,00000 для нефти.

А.4.2.2 Определение коэффициента CPL

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

$$CPL = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10}, \quad (\text{A.8})$$

$$b = 10^{-4} \cdot \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right), \quad (\text{A.9})$$

где ρ_{15} – значение плотности нефти при $t = 15^{\circ}\text{C}$ и $P = 0$ МПа, $\text{кг}/\text{м}^3$, определенное в соответствии с п. А.4.2.3 Приложения А;

t – значение температуры нефти, $^{\circ}\text{C}$

P – значение избыточного давления нефти, МПа;

10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

А.4.2.3 Определение плотности продукта при стандартных условиях

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп} \cdot CPL_{пп}}, \quad (A.10)$$

где $\rho_{пп}$ – значение плотности нефти в ИК плотности, кг/м³;
 $CTL_{пп}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для $t_{пп}$ и ρ_{15} ;
 $CPL_{пп}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для $t_{пп}$, $P_{пп}$ и ρ_{15} .

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

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

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

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(1)} \cdot CPL_{пп(1)}}. \quad (A.11)$$

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

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

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(2)} \cdot CPL_{пп(2)}}. \quad (A.12)$$

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

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001, \quad (A.13)$$

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

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

А.4.3 Массовый расход нефти, полученный с помощью ТПУ, за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода Q_{ji} , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{ji} = \frac{M_{пуji} \cdot 3600}{T_{ji}}, \quad (A.14)$$

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

$M_{пуji}$ – масса рабочей жидкости, рассчитанная по формуле (А.2).

А.4.4 Массовый расход нефти в j -ой точке рабочего диапазона измерений Q_j , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j}, \quad (A.15)$$

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

А.4.4 Нижний и верхний предел рабочего диапазона измерений массового расхода Q_{min} и Q_{max} , т/ч, вычисляют по формулам

$$Q_{min} = \min(Q_j), \quad (A.16)$$

$$Q_{max} = \max(Q_j), \quad (A.17)$$

А.4.5 Массу нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона M_{ji} , полученную ИК МР, определяют с помощью АРМ оператора.

А.4.6 Коэффициент коррекции СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода MF , вычисляют по формуле

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m}, \quad (\text{A.18})$$

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ji}}{n_j}, \quad (\text{A.19})$$

$$MF_{ji} = \frac{M_{\text{пу } ji}}{M_{ji}} \cdot MF_{\text{уст}}, \quad (\text{A.20})$$

где MF_j – среднее значение коэффициента коррекции СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 MF_{ji} – значение коэффициента коррекции СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 $MF_{\text{уст}}$ – коэффициент коррекции, установленный в СРМ на момент проведения испытаний.

А.4.7 СКО результатов измерений в поверяемых точках СКО результатов измерений в j ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_j , %, вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{MF_j} \cdot 100, \quad (\text{A.21})$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,05 \%. \quad (\text{A.22})$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (А.25) выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений по критерию Граббса следующим образом.

Наиболее выделяющееся соотношение U рассчитывают по формуле

$$U = \max \left(\left| \frac{MF_{ji} - MF_j}{S_j} \right| \right), \quad (\text{A.23})$$

Примечание – При $S_j < 0,001$ принимают $S_{K_j} = 0,001$.

Если значение U больше или равно значению h , взятому из таблицы А.2 Приложения А, то результат измерения должен быть исключен как промах.

Таблица А.2 – Критические значения для критерия Граббса

n	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
h	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412

Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение условия (А.25) и повторно проводят измерения.

А.4.8 Границу неисключенной систематической погрешности ИК МР в рабочем диапазоне измерений, Θ , %, вычисляют по формуле

$$\Theta = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_p^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{M_t}^2 + \Theta_{M_P}^2}, \quad (\text{A.24})$$

$$\Theta_t = \beta_{\text{max}} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{пу}}^2 + \Delta t_{\text{пп}}^2}, \quad (\text{A.25})$$

$$\beta_{\text{max}} = \max(\beta_{ji}), \quad (\text{A.26})$$

$$\Theta_{\rho} = \frac{\Delta\rho_{\text{ПП}}}{\rho_{\text{ПП min}}} \cdot 100, \quad (\text{A.27})$$

$$\rho_{\text{ПП min}} = \min(\rho_{\text{ПП } j_i}), \quad (\text{A.28})$$

$$\Theta_A = \max\left(\left|\frac{MF_j - MF}{MF}\right|\right), \quad (\text{A.29})$$

$$\Theta_Z = \begin{cases} 0 & \text{для СРМ с коррекцией стабильности нуля} \\ \frac{ZS}{Q_{\text{min}}} \cdot 100 & \text{для СРМ без коррекции стабильности нуля} \end{cases}, \quad (\text{A.30})$$

$$\Theta_{\text{ИВК}} = \delta_{\text{ИВК}}, \quad (\text{A.31})$$

$$\Theta_{\text{Mt}} = \frac{\delta_{t \text{ доп}} \cdot Q_{\text{ном}} \cdot \Delta t}{Q_{\text{мин}}}, \quad (\text{A.32})$$

$$\Delta t = \max[(t_{\text{max}} - t_{\text{п}}), (t_{\text{п}} - t_{\text{min}})], \quad (\text{A.33})$$

$$\Theta_{\text{MP}} = \begin{cases} 0 & \text{для СРМ с коррекцией по давлению} \\ 10 \cdot \delta_{P \text{ доп}} \cdot \Delta P & \text{для СРМ без коррекции по давлению} \end{cases}, \quad (\text{A.34})$$

$$\Delta P = \max[(P_{\text{max}} - P_{\text{п}}), (P_{\text{п}} - P_{\text{min}})], \quad (\text{A.35})$$

- где $\Theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ТПУ (берут из сведений о поверке ТПУ, для ТПУ с двумя парами детекторов берут наибольшее значение);
- Θ_{V0} – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ (берут из сведений о поверке ТПУ, для ТПУ с двумя парами детекторов берут наибольшее значение), %;
- Θ_t – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры рабочей жидкости в ТПУ и ИК плотности, %;
- Θ_{ρ} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИК плотности, %;
- Θ_A – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией градуировочной характеристики СРМ в рабочем диапазоне измерений, %;
- $\Theta_{\text{ИВК}}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, % (берут из ЭД на ИВК);
- $\delta_{\text{ИВК}}$ – предел допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования СРМ ИВК (берут из ОТ или ЭД на ИВК), %;
- Θ_Z – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ, %;
- Θ_{Mt} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры нефти в условиях эксплуатации от температуры нефти при испытаниях, %;
- Θ_{MP} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления нефти в условиях эксплуатации от давления нефти при испытаниях, %;
- β_{max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти за время испытаний, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;
- β_{j_i} – коэффициент объемного расширения нефти для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, $^{\circ}\text{C}^{-1}$, вычисляемый по формуле:

$$\beta = \beta_{15} + 1,6 \cdot \beta_{15}^2 \cdot (t - 15), \quad (\text{A.35})$$

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{A.36})$$

- ρ_{15} – плотность нефти при плюс 15 °С, определяемая в соответствии с п. А.4.2.3 Приложения А, кг/м³;
- $\Delta t_{\text{ПУ}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры, установленных в ТПУ (берут из ОТ или ЭД на преобразователя температуры), °С;
- $\Delta t_{\text{ПП}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ИК плотности (берут из ОТ или ЭД на преобразователь температуры), °С;
- $\Delta \rho_{\text{ПП}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности ИК плотности (берут из ОТ или ЭД на СИКН), кг/м³;
- $\rho_{\text{ПП min}}$ – минимальное значение плотности нефти за время испытаний, кг/м³;
- $\rho_{\text{ПП } j i}$ – плотность нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м³;
- ZS – стабильность нуля СРМ (берут из ЭД на СРМ), т/ч;
- Q_{min} – нижний предел рабочего диапазона измерений ИК МР, т/ч;
- $\delta_{t \text{ доп}}$ – значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением температуры нефти при эксплуатации от температуры нефти при испытаниях (берут из описания типа или ЭД на СРМ), %/°С;
- $Q_{\text{ном}}$ – номинальное значение массового расхода (берут из ОТ или ЭД на СРМ),
- Δt – максимальное отклонение температуры нефти при эксплуатации от температуры нефти при испытаниях, °С;
- $t_{\text{П}}$ – среднее значение температуры нефти при испытаниях (допускается использовать среднее значение температуры нефти в ТПУ), °С;
- t_{min} ,
 t_{max} – нижний и верхний предел рабочего диапазона температуры нефти при эксплуатации, °С;
- $\delta_{P \text{ доп}}$ – значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением давления нефти при эксплуатации от давления нефти при испытаниях (берут из ОТ или ЭД на СРМ), %/0,1 МПа;
- ΔP – максимальное отклонение давления нефти при эксплуатации от давления при испытаниях, МПа;
- P_{min} ,
 P_{max} – нижний и верхний предел рабочего диапазона давлений нефти при испытаниях, МПа;
- $P_{\text{П}}$ – среднее значение давления нефти при испытаниях (допускается использовать среднее значение давления нефти в ТПУ), МПа.

А.4.10 СКО среднего значения результатов измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_{0j} , %, вычисляются по формуле

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}, \quad (\text{A.37})$$

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

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

А.4.11 Границу случайной погрешности в рабочем диапазоне измерений массового расхода при доверительной вероятности $P=0,95$ ε, %, вычисляются по формулам

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j), \quad (\text{A.37})$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (\text{A.39})$$

где ε_j – граница случайной погрешности в j -ой точке рабочего диапазона, %;
 $t_{0,95j}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений n_j в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (определяют по таблице А.3 Приложения А).

Таблица А.3 – Значения квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P=0,95$

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

А.4.12 СКО среднего значения результатов измерения в рабочем диапазоне измерений массового расхода S_0 принимают равным значению СКО среднего значения результатов измерения в точке рабочего диапазона измерений массового расхода с максимальным значением границы случайной погрешности ε_j .

А.4.13 Границу относительной погрешности в рабочем диапазоне измерений массового расхода δ , %, определяют по формулам

$$\delta = \begin{cases} \varepsilon & \text{если } \frac{\Theta}{S_0} < 0,8 \\ K \cdot S_{\Sigma} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta}{S_0} \leq 8 \\ \Theta & \text{если } \frac{\Theta}{S_0} > 8 \end{cases}, \quad (\text{A.40})$$

$$K = \frac{\varepsilon + \Theta}{S_0 + S_{\Theta}}, \quad (\text{A.41})$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_{\Theta}^2 + S_0^2} \quad (\text{A.42})$$

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\Theta_{S_0}^2 + \Theta_{V_0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_p^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{\text{Mt}}^2 + \Theta_{\text{MP}}^2}{3}} \quad (\text{A.43})$$

где ε – граница случайной погрешности в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %;
 Θ – граница неисключенной систематической погрешности в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %;
 K – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей;
 S_{Σ} – суммарное СКО результата измерений, %;
 S_{Θ} – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %;
 S_0 – СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %.

А.4.13 Оценивание границы относительной погрешности

Относительная погрешность ИК массового расхода нефти не должна превышать пределы допускаемого значения:

$\pm 0,25$ % для ИК массового расхода нефти с рабочим СРМ в составе;

$\pm 0,20$ % для ИК массового расхода нефти с контрольным СРМ в составе.