

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

УТВЕРЖДАЮ

И.о. директора филиала

А.С. Тайбинский

2020 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 124

Методика поверки

МП 1215-14-2020

Заместитель начальника отдела НИО-14

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2020

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Черепанов М.В.
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
Взамен	МП 0508-14-2016 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 124. Методика поверки», утверждённому ФГУП «ВНИИР» 09 декабря 2016 г.

1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 124 (далее – СИКН) с заводским номером 124 и устанавливает объем и порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Поверка СИКН в качестве средства измерений осуществляется в соответствии с требованиями Государственной поверочной схемы (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256.

При поверке СИКН применяются расчетно-экспериментальный метод поверки. При расчетном методе поверки СИКН метрологические характеристики части измерительных компонентов СИКН определяются экспериментально, а часть определяется по нормированным метрологическим характеристикам измерительных компонентов СИКН, утвержденного типа.

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

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельного измерительного канала (ИК) в соответствии с заявлением владельца СИКН.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Номер пункта документа	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Опробование средства измерений	7.2	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

Характеристики СИКН и параметры нефти при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
Количество измерительных линий, шт.	4 (три рабочих, одна резервная)
Диапазон измерений объемного расхода нефти через СИКН*, м ³ /ч	от 830 до 7300
Диапазон измерений объемного расхода нефти через ИК*, м ³ /ч	от 830 до 3200
Режим работы СИКН	непрерывный, автоматизированный
Параметры измеряемой среды: - температура, °С - избыточное давление (максимально допустимое), МПа, не более - избыточное давление (рабочее), МПа - плотность в рабочих условиях, кг/м ³ - кинематическая вязкость в рабочих условиях, сСт - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - массовая доля серы, % - массовая доля парафина, %, не более - массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более - массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ , (ppm), не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более - содержание свободного газа	от +5 до +30 2,5 от 0,3 до 1,6 от 860 до 890 от 12 до 40 1,0 0,05 900 от 1,1 до 2,5 6,0 100 100 66,7 (500) не допускается
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений.	

3.2 Определение метрологических характеристик ИК комплектным способом проводят при следующих условиях:

- работы проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий в рабочем диапазоне измерений расхода (далее – рабочий диапазон), указанном для ИК в описании типа СИКН;

- допускаемое изменение абсолютного значения расхода за время одного измерения (в точке расхода) 2,5 %;

- допускаемое изменение абсолютного значения температуры нефти за время одного измерения 0,2 °С;

- температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели нефти соответствуют условиям эксплуатации СИКН;

- диапазоны рабочего давления и объемного расхода определяются типоразмером ПР (счетчики нефти турбинные МИГ-400), рабочим диапазоном объемного расхода ПУ и технологическими требованиями;

- содержание свободного газа не допускается;

- для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после ПР, P_{min} , МПа, должно быть не менее вычисленного по формуле

$$P_{min} = 2,06 \cdot P_{НП} + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где $P_{НП}$ – давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» при максимально возможной температуре нефти, МПа;

ΔP – разность давления на ПР, указанная в технической документации, МПа;

Примечание – справку с указанием значения $P_{НП}$ представляет испытательная лаборатория владельца СИКН.

- регулирование объемного расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе ПУ и (или) на измерительных линиях;

- определение метрологических характеристик ИК запрещается проводить при расходе нефти ниже значения ($Q_{прот}$, м³/ч), где $Q_{прот}$ – расход, при котором проведена проверка ПУ на отсутствие протечек и указан в протоколе последней поверки ПУ.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки
Эталоны (Основные средства поверки)	
7.1, 7.2, 9.2	Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256 (установка поверочная трубопоршневая ТПУ-4000 (далее - ПУ), регистрационный № 67583-17)
Вспомогательные средства поверки (средства измерений)	
7.2, 9.2	Преобразователь плотности поточный (далее - ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³ в диапазоне измерений, соответствующем условиям эксплуатации СИКН
7.2, 9.2	Преобразователи избыточного давления (далее - ДД) с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ % в диапазоне, соответствующем условиям эксплуатации СИКН
7.1, 7.2, 9.2	Датчики температуры (далее - ДТ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С в диапазоне, соответствующем условиям эксплуатации СИКН
7.1, 7.2, 9.2	Преобразователь вязкости поточный (далее – ПВ) с пределами допускаемой основной приведенной погрешности измерений кинематической вязкости $\pm 1,0$ % в диапазоне, соответствующем условиям эксплуатации СИКН
7.1, 7.2, 9.2	Контроллер измерительно-вычислительный СОИ СИКН № 124 (далее - ИВК), регистрационный № 78509-20

4.2 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

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

Средства поверки и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

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

Выполнение работ прекращают при обнаружении течи в сварных и фланцевых соединениях оборудования СИКН.

6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается до устранения выявленных дефектов.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

7.1.1 Подготовку средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

7.1.2 Проверяют наличие информации о результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) и(или) свидетельств о поверке (свидетельств об аттестации) и(или) знаков поверки и на все средства поверки.

7.1.3 Проверяют герметичность СИКН.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН.

На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться следов нефти.

При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.1.4 При подготовке к определению метрологических характеристик ИК проводят следующие операции:

- ПР, входящий в состав ИК, и ПУ подключают друг с другом последовательно, готовят технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность;

- проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилей (кранов), установленных на СИКН и ПУ (при необходимости и в блоке измерений показателей качества нефти (далее – БИК);

- устанавливают любое значение расхода (в пределах рабочего диапазона ИК), в технологической схеме создают максимальное рабочее давление, которое может быть при определении метрологических характеристик. Технологическую схему считают испытанной на герметичность, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи нефти через фланцевые соединения, через сальниковые уплотнения задвижек, дренажных и воздушных вентилей (кранов);

- проверяют отсутствие протечек нефти через затворы задвижек, дренажных и воздушных вентилей (кранов) при их закрытом положении. При отсутствии возможности такой проверки или установлении наличия протечек во фланцевые соединения устанавливают металлические заглушки;

- проверяют отсутствие протечек нефти через узел переключения направления потока (четырёхходовой кран) ПУ. Для двунаправленных ПУ проверку проводят в обоих (прямом и обратном) направлениях движения шарового поршня;

- при необходимости устанавливают (монтируют) остальные средства поверки, выполняют необходимые электрические соединения, проверяют правильность соединений;

- проверяют отсутствие газа (воздуха) в технологической схеме. Устанавливают расход нефти в пределах рабочего диапазона, проводят несколько пусков поршня ПУ. Открывая (приоткрывая) воздушные краны (вентили), расположенные на ПУ и верхних точках технологической схемы, проверяют наличие газа (воздуха). Считают, что газ (воздух) в технологической схеме отсутствует, если из открытых (приоткрытых) кранов (вентилей) вытекает струя нефти без пузырьков воздуха или газа;

- проверяют стабилизацию температуры нефти, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков поршня ПУ. Изменение температуры нефти, измеренной ДТ, наблюдают на дисплее компьютера автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора.

Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в технологической схеме за период одного измерения не превышает $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$;

- подготавливают измерительные компоненты, средства поверки и ПУ к ведению работ согласно инструкциям по их эксплуатации;

- в память ИВК вводят исходные данные согласно протоколу поверки СИКН или проверяют достоверность ранее введенных;

- в АРМ оператора (при необходимости) вводят исходные данные.

7.2 Опробование

7.2.1 Опробование проводят в соответствии с документами на измерительные компоненты, входящих в состав СИКН.

7.2.1.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчетов следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах СИКН;

- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и компьютером АРМ оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин (температура, давление, плотность, вязкость нефти, расход нефти через измерительные линии и блок контроля качества, объемной доли воды в нефти) на дисплее компьютера АРМ оператора;

- используя принтер компьютера АРМ оператора СИКН, распечатываются пробные протоколы определения метрологических характеристики ИК.

7.2.2 Опробование ИК:

- устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона ИК и проводят пробное(ые) измерение(я). При прохождении поршня ПУ через стартовый детектор должен начаться отсчет количества импульсов от ПР, входящего в состав ИК, при прохождении стопового детектора - прекратиться;

- при применении двунаправленной ПУ должно проводиться суммирование количества импульсов от ПР при прямом и обратном направлениях движения поршня.

Результаты вычислений наблюдают на дисплее ИВК (АРМ оператора);

- проверяют индикацию на дисплее ИВК (или на мониторе компьютера АРМ оператора) текущих значений:

- количества импульсов, выдаваемых ПР (имп); плотности нефти ($\text{кг}/\text{м}^3$), измеренной ПП; вязкости, измеренной ПВ (сСт);

- температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа) нефти в ПР и ПУ, измеренных ДТ и ДД.

7.3.3 Результат опробования считают положительным, если условия 7.2.1, 7.2.2 выполняются в полном объеме.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

Для проверки идентификационных данных программного обеспечения (ПО) ИВК необходимо нажать кнопку «О программе» в пункте «Основное окно». В открывшемся диалоговом окне отобразится информация о ПО.

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

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

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют наличие информации о результатах поверки СИ, являющихся измерительными компонентами и входящими в состав СИКН, в ФИО ОЕИ, а так же наличие действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке, и (или) записи в паспортах (формулярах), заверенные подписью поверителя и знаком поверки.

Перечень СИ, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

Входящие в состав СИКН измерительные компоненты на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены, в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных измерительных компонентов (за исключением ПР, входящих в состав ИК, метрологические характеристики которых определяются в соответствии с 9.2).

Результат проверки считают положительным, если измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) запись в паспортах (формулярах).

9.2 Определение метрологических характеристик ИК проводят в соответствии с приложением А к данной методике поверки.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

При получении положительных результатов поверки согласно 9 настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за установленные пределы $\pm 0,25\%$.

9.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН δM_H , %, определяют по формуле

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

где δM_B – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти в испытательной лаборатории, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

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

$$\Delta W_{XC} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - 0,5 \cdot r_{XC}^2}}{\rho_{изм} \cdot \sqrt{2}}, \quad (4)$$

$\rho_{изм}$ – плотность нефти при условиях измерений, φ_{XC} , кг/м^3 ;

- $\varphi_{ХС}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534 (метод А);
- $\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле

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

- R_B ,
 $R_{ХС}$
 $R_{МП}$ – воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в 2477- 2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»;
- r_B ,
 $r_{ХС}$,
 $r_{МП}$ – сходимости методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370;
- W_B – массовая доля воды в нефти, измеренная в испытательной лаборатории %;
- $W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, определенные в испытательной лаборатории, %;
- $W_{ХС}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_{\varphi_{ХС}}}. \quad (6)$$

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,35$ %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по 9 СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

11 Оформление результатов поверки

11.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти и наименование владельца СИКН.

К свидетельству о поверке СИКН прикладывают:

- перечень автономных измерительных блоков, в который включают перечень ИК с указанием заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК, и перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, с указанием их заводских номеров;
- протокол поверки СИКН.

Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно Приложению Б. При оформлении протокола средствами вычислительной техники и вручную допускается форму протокола представлять в измененном виде.

Согласно эксплуатационной документации заносят в ИВК полученные при определении метрологических характеристик ПР коэффициенты преобразования.

Знак поверки наносят на свидетельство о поверке СИКН и на ПР в соответствии с описанием типа СИКН.

11.2 При отрицательных результатах поверки выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

11.3 В случае периодической или внеочередной поверки измерительного компонента приложенное свидетельство о поверке измерительного компонента заменяют на новое.

11.4 В случае необходимости определения метрологических характеристик отдельного ИК оформляют свидетельство о поверке СИКН в части отдельного ИК, при этом срок действия свидетельства о поверке СИКН в части отдельных ИК определяется интервалом между поверками СИКН. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН в части отдельного ИК указывают наименование и номер ИК, диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности ИК.

Приложение А (обязательное)

Определение метрологических характеристик ИК

При определении метрологических характеристик ИК определяют градуировочную характеристику (ГХ) ПР, входящего в состав ИК. ГХ определяют при крайних значениях рабочего диапазона и значениях, выбранных внутри него.

Алгоритм определения метрологических характеристик ИК, изложенный в данной методике, соответствует алгоритму, приведенному в МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой».

При выборе количества точек внутри рабочего диапазона (разбиении рабочего диапазона на поддиапазоны) и размаха (величины) каждого конкретного поддиапазона расхода учитывают (размахи поддиапазонов могут быть разными):

- технические возможности ИВК, которым оснащена СИКН;
- крутизну ГХ ПР (согласно заводской (фирменной) технической документации или результатам предыдущей поверки);
- величину рабочего диапазона;
- вид реализации ГХ ПР в ИВК, которой оснащена СИКН.

Устанавливают требуемое значение расхода, начиная от нижнего предела рабочего диапазона (Q_{\min} , м³/ч) в сторону увеличения или от Q_{\max} (м³/ч) в сторону уменьшения.

Требуемый расход в каждой j-й точке устанавливают ($Q_j^{\text{пов}}$, м³/ч) и контролируют при движении поршня ПУ.

Примечание – расход $Q_j^{\text{пов}}$ (м³/ч) допускается устанавливать по приложению А.3, используя результаты измерений ПР.

После каждого прохода поршня ПУ проверяют значение расхода $Q_j^{\text{пов}}$ по формуле

$$Q_j^{\text{пов}} = \frac{V_{\text{пр } ij}^{\text{пу}} \cdot 3600}{T_{ij}}, \quad (\text{A.1})$$

где $V_{\text{пр } ij}^{\text{пу}}$ – вместимость калиброванного участка ПУ, приведенная к рабочим условиям в ПУ при i-м измерении при установлении поверочного расхода в j-й точке, м³. Определяют по формуле (А.3);

T_{ij} – время прохождения поршнем ПУ его калиброванного участка при i-м измерении при установлении поверочного расхода в j-й точке, с.

Значение расхода $Q_j^{\text{пов}}$ допускается определять по формуле (А.2), используя вместимость калиброванного участка ПУ, определенную для стандартных условий V_0 ($V_0 = V_0^{\text{пу}}$, м³) – из действующего свидетельства о поверке

$$Q_j^{\text{пов}} = \frac{V_0 \cdot 3600}{T_{ij}}, \quad (\text{A.2})$$

Вместимость $V_{\text{пр } ij}^{\text{пу}}$ для ПУ определяют по формуле

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

$\bar{t}_{ij}^{\text{пв}}$ – средняя температура нефти в ПУ за i -ое измерение при установлении поверочного расхода в j -й точке, °С;

$\alpha_t^{\text{пв}}$ – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ПУ, °С⁻¹

D – внутренний диаметр калиброванного участка ПУ, мм (из технического описания или паспорта);

s – толщина стенок калиброванного участка ПУ, мм (из технического описания или паспорта);

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ, МПа (значение согласно таблице Б.1 приложения Б);

$\bar{P}_{ij}^{\text{пв}}$ – среднее давление нефти в ПУ за i -ое измерение при установлении поверочного расхода в j -й точке, МПа;

Примечание – средние значения температуры и давления вычисляют:

- для ПУ для каждого прохода поршня по алгоритму: $\bar{a} = 0,5 \cdot (a_{\text{вх}} + a_{\text{вых}})$,

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

$a_{\text{вх}}$ и $a_{\text{вых}}$ – значения параметров (t , °С или P , МПа), измеренные ДТ и ДД, установленными на входе и выходе ПУ.

При необходимости корректируют расход. Отклонение установленного расхода от требуемого (задаваемого) значения не более 2,0 %.

После установления расхода и стабилизации температуры нефти проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ПУ.

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

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

а) количество импульсов, выдаваемых ПР (N_{ij} , имп);

б) время движения поршня ПУ за период одного измерения (T_{ij} , с);

в) значение расхода (Q_{ij} , м³/ч);

г) частоту выходного сигнала ПР (f_{ij} , Гц);

д) температуру ($t_{ij}^{\text{пв}}$, °С) и давление ($P_{ij}^{\text{пв}}$, МПа) в ПР, измеренных ДТ и ДД установленных возле ПР;

е) средние значения температуры ($\bar{t}_{ij}^{\text{пв}}$, °С) и давления ($\bar{P}_{ij}^{\text{пв}}$, МПа) измеряемой среды в ПУ, измеренных ДТ и ДД установленными на входе и выходе ПУ;

ж) плотность нефти, измеренную ПП (ρ_{ij} , кг/м³);

з) температуру нефти в ПП ($t_{ij}^{\text{пв}}$, °С), измеренная ДТ установленным возле ПП;

и) давление нефти в ПП ($P_{ij}^{\text{пв}}$), измеренное ДД установленным возле ПП;

к) вязкость, измеренную ПВ (ν_{ij} , сСт).

Определение коэффициента(ов) преобразования ПР и оценивание среднего квадратического отклонения (СКО)

Для каждого i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона определяют (вычисляют) коэффициент преобразования ПР (K_{ij} , имп/м^3) по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}^{ny}}, \quad (\text{A.4})$$

где V_{ij}^{ny} – объем нефти, прошедшей через калиброванный участок ПУ (следовательно, и через ПР) за время i -го измерения в j -й точке и приведенный к рабочим условиям в ПР, м^3 и определяемый по формуле

$$V_{ij}^{ny} = V_0^{ny} \cdot \left[1 + 3\alpha_t^{ny} \cdot (\bar{t}_{ij}^{ny} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{p}_{ij}^{ny} \right) \cdot \frac{STL_{ij}^{ny} \cdot CPL_{ij}^{ny}}{STL_{ij}^{pp} \cdot CPL_{ij}^{pp}}, \quad (\text{A.5})$$

где STL_{ij}^{ny} , STL_{ij}^{pp} – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры нефти на её объемы, прошедшие через ПУ и ПР соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода. Определяют (вычисляют) согласно приложению А.1.

CPL_{ij}^{ny} , CPL_{ij}^{pp} – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления нефти на её объемы, прошедшие через ПУ и ПР соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода. Определяют (вычисляют) согласно приложению А.1.

По результатам измерений и вычислений определяют значение коэффициента преобразования ПР в j -й точке расхода (K_j , имп/м^3) по формуле

$$K_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (\text{A.6})$$

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

ГХ реализована в ИВК в виде кусочно-линейной аппроксимации значений K_j (имп/м^3).

СКО определяют и оценивают для каждого k -го поддиапазона расхода ($S_{пд k}$, %) по формуле

$$S_{пд k} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{K_{ij} - K_j}{K_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \leq 0,02, \quad (\text{A.7})$$

В случае несоблюдения условия (А.7) анализируют причины и выявляют промахи. Промахи рекомендуется выявлять по приложению А.4.

Допускают не более одного промаха для каждой точки расхода. В противном случае (2 промаха и более) определение метрологических характеристик ПР прекращают.

После исключения промаха (в точке расхода) выполняют одно дополнительное измерение и повторно проводят выполнение условия (А.7).

При соблюдении условия (А.7), проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Определение случайной составляющей погрешности

Случайную составляющую погрешности $\varepsilon_{\text{пдк}}$, % определяют для каждого k -го поддиапазона расхода по формуле

$$\varepsilon_{\text{пдк}} = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{пдк}}, \quad (\text{A.8})$$

где $t_{(P,n)}$ – квантиль распределения Стьюдента, зависящий от доверительной вероятности P и количества измерений n ($n = n_j + n_{j+1}$); значение $t_{(P,n)}$ определяют из таблицы А.4.2 приложения А.2

Определение систематической составляющей погрешности

Систематическую составляющую погрешности $\theta_{\Sigma\text{пдк}}$, % определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma\text{пдк}} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ПУ}})^2 + (\delta_{\text{ИВК}})^2 + (\theta_t)^2 + (\theta_{\text{апдк}})^2}, \quad (\text{A.9})$$

где $\delta_{\text{ПУ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ПУ согласно описанию типа (или из действующего свидетельства о поверке), %;

$\delta_{\text{ИВК}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислениях коэффициента преобразования ПР (из описания типа или действующего свидетельства о поверке), %;

θ_t – составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры нефти в ПУ и ПР, %;

$\theta_{\text{апдк}}$ – составляющая систематической погрешности, вызванная аппроксимацией коэффициента преобразования ПР в k -м поддиапазоне расхода ($K_{\text{пдк}}$, имп/м^3), %.

Составляющую систематической погрешности θ_t (%) вычисляют по формуле

$$\theta_t = \beta_{\text{max}} \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{ПР}})^2 + (\Delta t_{\text{ПУ}})^2} \cdot 100, \quad (\text{A.10})$$

где β_{max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти из ряда значений, вычисленных ИВК или определенных по приложению А.1, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

$\Delta t_{\text{ПР}}$ и $\Delta t_{\text{ПУ}}$ – пределы допускаемых абсолютных погрешностей ДТ, используемых для измерений температуры нефти в ПР и ПУ соответственно, $^{\circ}\text{C}$ (из описаний типа или действующих свидетельств о поверке).

Примечание – максимальное значение β_{max} выбирают из ряда значений, определенных при всех измерениях в k -м поддиапазоне расхода.

Составляющую систематической погрешности преобразователя ($\theta_{\text{апдк}}$, %) вычисляют по формуле

$$\theta_{\text{апдк}} = 0,5 \cdot \left| \frac{(K_j - K_{j+1})_k}{(K_j + K_{j+1})_k} \right| \cdot 100. \quad (\text{A.11})$$

Определение относительной погрешности ИК

Относительную погрешность ИК определяют по формуле

$$\delta_{\text{пдк}} = \begin{cases} Z_{0,95} \cdot (\theta_{\Sigma\text{пдк}} + \varepsilon_{\text{пдк}}) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma\text{пдк}}}{S_{\text{пдк}}} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma\text{пдк}} & \text{если } \frac{\Theta_{\Sigma\text{пдк}}}{S_{\text{пдк}}} > 8 \end{cases}, \quad (\text{A.12})$$

где $\delta_{\text{пдк}}$ – относительная погрешность ИК в k-м поддиапазоне расхода, %;

$Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от значения отношения $\theta_{\Sigma\text{пдк}}/S_{\text{пдк}}$ (при доверительной вероятности $P = 0,95$). Определяют из таблицы А.4.3 приложения А.4.

Проверяют выполнение условия в каждом поддиапазоне расхода по формуле

$$|\delta_{\text{пдк}}| \leq 0,15\%. \quad (\text{A.13})$$

При невыполнении условия (А.13) выясняют причины, устраняют их (при возможности) и проводят повторные операции определения метрологических характеристик ИК. Рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках расхода;
- увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазоны расхода).

Приложение А.1 (справочное)

Определение коэффициентов CTL, CPL и β

А.1.1 Определение коэффициента CTL

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

$$\text{CTL} = \exp[-\alpha_{15} \cdot \Delta t \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot \Delta t)], \quad (\text{A.1.1})$$

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{A.1.2})$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (\text{A.1.3})$$

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

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

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

А.1.2 Определение коэффициента CPL

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

$$\text{CPL} = \frac{1}{1 - \gamma \cdot P \cdot 10}, \quad (\text{A.1.4})$$

$$\gamma = 10^{-4} \cdot \exp\left(-1.62080 + 0.00021592 \cdot t + \frac{0.87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4.2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right), \quad (\text{A.1.5})$$

где P – значение избыточного давления нефти, МПа;

10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

А.1.3 Определение коэффициента β

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

$$\beta = \alpha_{15} + 1,6 \cdot \alpha_{15}^2 \cdot (t - 15). \quad (\text{A.1.6})$$

А.1.4 Определение плотности ρ_{15}

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

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{пп}}}{\text{CTL}_{\text{пп}} \cdot \text{CPL}_{\text{пп}}}, \quad (\text{A.1.7})$$

где $\rho_{\text{пп}}$ – значение плотности нефти в поточном преобразователе плотности, кг/м^3 ;

$\text{CTL}_{\text{пп}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для $t_{\text{пп}}$ и ρ_{15} ;

$\text{CPL}_{\text{пп}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для $t_{\text{пп}}$, $P_{\text{пп}}$ и ρ_{15} .

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

1) Определяют значения $\text{CTL}_{\text{пп}(1)}$ и $\text{CPL}_{\text{пп}(1)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{\text{пп}}$.

Приложение А.1 (окончание)

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

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(1)} \cdot CPL_{пп(1)}}; \quad (A.1.8)$$

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

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

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(2)} \cdot CPL_{пп(2)}}; \quad (A.1.9)$$

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

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001, \quad (A.1.10)$$

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

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

Приложение А.2 (справочное)

Определение коэффициентов линейного расширения и модулей упругости материала стенок ПУ

Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материала стенок ПУ определяют по таблице А.2.1.

Таблица А.2.1 - Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материала стенок ПУ

Материал	$\alpha_t^{пу}$ °C ⁻¹	Е МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \times 10^{-6}$	$2,1 \times 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \times 10^{-6}$	$2,0 \times 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \times 10^{-6}$	$1,0 \times 10^5$

Примечание – Если значения $\alpha_t^{пу}$ и Е приведены в эксплуатационной документации ПУ, то используют значения из эксплуатационной документации.

Приложение А.3
(рекомендуемое)

**Установление и контроль значения поверочного расхода
по показаниям ПР**

А.3.1 По окончании предварительного измерения дополнительно регистрируют значение расхода нефти (Q_{j0} , м³/ч), измеренного с помощью ПР, входящего в состав ИК.

А.3.2 Вычисляют коэффициент коррекции расхода (k_{j0}^Q) для установления и контроля значения поверочного расхода в j -й точке рабочего диапазона по формуле

$$k_{j0}^Q = 1 - \frac{Q_{j0} - Q_{j0}^{ПУ}}{Q_{j0}^{ПУ}}, \quad (\text{А.3.1})$$

где Q_{j0} - значение расхода нефти, измеренного ПР, за время предварительного измерения при установлении поверочного расхода в j -й точке, м³/ч;

$Q_{j0}^{ПУ}$ - значение расхода нефти, измеренного с помощью ПУ и вычисленного по формуле (А.2), за время предварительного измерения при установлении поверочного расхода в j -й точке, м³/ч.

А.3.3 Устанавливают в измерительной линии с ПР значение поверочного расхода ($Q_{ij}^{\text{скор}}$, м³/ч), контролируя его по расходу, измеряемому с помощью ПР, с учетом коэффициента коррекции расхода по формуле

$$Q_{ij}^{\text{скор}} = k_{j0}^Q \cdot Q_{ij}. \quad (\text{А.3.2})$$

**Приложение А.4
(рекомендуемое)**

**Методика анализа результатов измерений и
значения коэффициентов Стьюдента**

Для выявления промахов выполняют следующие операции:

А.4.1 Определяют СКО результатов вычислений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона по формуле

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \cdot \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - K_j)^2} \quad (\text{А.4.1})$$

А.4.2 Вычисляют соотношения для наиболее выделяющихся значений ($K_{\text{наиб}}$ или $K_{\text{наим}}$) по формуле

$$U = \frac{K_{\text{наиб}} - K_j}{S_{Kj}} \quad \text{или} \quad U = \frac{K_j - K_{\text{наим}}}{S_{Kj}} \quad (\text{А.4.2})$$

А.4.3 Сравнивают полученные значения «U» с величиной «h», взятой из таблицы А.4.1 для объема выборки « n_j ».

Таблица А.4.1 - Критические значения для критерия Граббса

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

Если $U \geq h$, то подозреваемый результат исключают из выборки как промах, в противном случае результат не исключают.

Таблица А.4.2 – Значения коэффициентов Стьюдента $t_{0,95}$

$n_j - 1$	3	4	5	6	7	8	9	10	12
$t_{0,95}$	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,179

Таблица А.4.3 – Значения коэффициента $Z_{\text{ПДк}}$ в зависимости от отношения $\Theta_{\text{СПДк}}/S_{\text{ПДк}}$ при доверительной вероятности $P = 0,95$

$\frac{\Theta_{\text{СПДк}}}{S_{\text{ПДк}}}$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{\text{ПДк}}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

Примечание – Для выбора $Z_{\text{ПДк}}$ используют значение СКО ($S_{\text{ПДк}}$) из ряда значений, вычисленных по формуле (А.7) для каждой точки в k -м поддиапазоне.

**Приложение Б
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование средства измерений: _____
 Изготовитель: _____
 Заводской номер: _____
 Наименование и адрес заказчика: _____
 Методика поверки: _____
 Место проведения поверки: _____
 Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

- Б.1. Внешний осмотр средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 6)
 Б.2. Опробование средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 7.2)
 Б.3. Проверка программного обеспечения средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 8)
 Б.4. Определение метрологических характеристик средства измерений

Б.4.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН

Измерительные компоненты, входящих в состав СИКН, действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверки, и (или) запись в паспортах (формулярах), запись в ФИФ ОЕИ _____ (имеют/ не имеют).

Б.4.2 Определение метрологических характеристик ИК

Б.4.2.1 Протокол определения метрологических характеристик ИК объемного расхода (заполняется для каждого рабочего ИК)

ИК №: ____, ПР: тип (модель) _____, DN _____ мм, PN _____ МПа, зав. № _____, ИЛ № _____,

ИВК: тип (модель) _____, зав. № _____

Измеряемая среда _____

Таблица Б.1 – Исходные данные

Детекторы ПУ	Поверочной установки (ПУ)							ИВК	Преобразователя
	$V_0^{ПУ},$ м ³	$\delta_{ПУ},$ %	D, мм	s, мм	E, МПа	$\alpha_t^{ПУ},$ °C ⁻¹	$\Delta t_{ПУ},$ °C		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

**Приложение Б
(продолжение)**

Стр. _ из _

Таблица Б.2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ/ № изм (j/i)	Q _{ij} м ³ /ч	Результаты измерений							
		Детекторы ПУ	T _{ij} , с	t _{ij} ^{пу} , °С	P _{ij} ^{пу} , МПа	f _{ij} , Гц (f _{ij} /v _{ij} , Гц/сСт)	t _{ij} ^{пр} , °С	P _{ij} ^{пр} , МПа	N _{ij} , имп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1/1									
...									
1/n ₁									
...									
m/1									
...									
m/n _m									

Окончание таблицы Б.2

№ точ/ № изм j/i	Результаты измерений				Результаты вычислений					
	ρ _{ij} кг/м ³	t _{ij} ^{пр} , °С	P _{ij} ^{пр} , МПа	v _{ij} , сСт	V _{ij} ^{пу} , м ³	K _{ij} , имп/м ³	CTL _{ij} ^{пу}	CPL _{ij} ^{пу}	CTL _{ij} ^{пр}	CPL _{ij} ^{пр}
1	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1/1										
...										
1/n ₁										
...										
m/1										
...										
m/n _m										

**Приложение Б
(окончание)**

Стр. _ из _

Таблица Б.3 – Значения коэффициентов, использованных при вычислениях

$t_{(P,n)}$	$Z_{(P)}$

Таблица Б.4 – Результаты определения метрологических характеристик

№ точки (j)	Q_j , м ³ /ч	f_j , Гц (f_j/v_j , Гц/сСт)	K_j , имп/м ³	№ поддиапазона (k)	Q_{kmin} , м ³ /ч	Q_{kmax} , м ³ /ч	$S_{пдк}$, %	$\epsilon_{пдк}$, %	$\theta_{пдк}$, %	$\theta_{\Sigma пдк}$, %	$\delta_{пдк}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1				1							
2				...							
...				m-1							
m											

Относительная погрешность ИК установленным в соответствии с 9.2 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

А.4.3 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.3 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.4 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

_____ должность лица, проводившего поверку

_____ подпись

_____ Ф.И.О.

_____ Дата поверки