

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

«24» ноября 2020 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 432

Методика поверки

МП 1171-14-2020



Начальник НИО-14

Р.Р. Нурмухаметов

Тел. отдела: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛЬ	Фролов Э.В.
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

1 Общие положения

Настоящий документ предназначен для проведения поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти № 432» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодических поверок при эксплуатации.

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

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

Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или в фактически обеспечиваемом при поверке СИКН 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.

Возможно проведение поверки отдельных измерительных каналов (ИК) СИКН.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

2 Перечень операций поверки

2.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	Раздел 6	Да	Да
Опробование средства измерений	Раздел 7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	Раздел 8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	Раздел 9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Раздел 10	Да	Да

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества измеряемой среды.

Таблица 2 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть, соответствующая ГОСТ 31378-2009, ГОСТ Р 51858-2002

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 570 до 2500
Максимальное допустимое избыточное давление, МПа	1,6
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, сСт	от 8,0 до 48,9
Плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 850 до 890
Температура измеряемой среды, °С	
- минимальная	+2
- максимальная	+30
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается

3.2 Изменение температуры измеряемой среды в преобразователе плотности жидкости измерительном модели 7835 и на входе и выходе установки трубопоршневой за время измерения не должно превышать по абсолютной величине 0,2 °С.

3.3 Избыточное давление измеряемой среды при поверке ($P_{нов}$, МПа) после установки трубопоршневой (счетчик жидкости турбинный с Ду от 3/4" до 24" с блоками (далее – ТПР) расположен до установки трубопоршневой по ходу измеряемой среды) и после ТПР (ТПР расположен после установки трубопоршневой) устанавливаются не менее значения, вычисленного по формуле

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

где $P_{нас}$ – давление насыщенных паров, определенное согласно ГОСТ 1756 при максимальной температуре измеряемой среды в СИКН;

ΔP – перепад давления измеряемой среды на ТПР, МПа (из эксплуатационной документации).

3.4 Содержание свободного газа не допускается.

3.5 Устанавливаются требуемый поверочный расход измеряемой среды.

3.6 Отклонение расхода измеряемой среды за время одного измерения (в точке расхода) не превышает 2,5 % от установленного значения.

3.7 Запорная и регулирующая арматура (регулятор расхода – при его наличии по проекту), установленная на измерительных линиях (ИЛ) с ТПР, открыты полностью. Регулятор выведен из автоматического режима регулирования расхода.

3.8 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода измеряемой среды запрещается проводить при расходе измеряемой среды ниже значения ($Q_{прот}$, м³/ч), где $Q_{прот}$ – расход, при котором проведена проверка установки трубопоршневой на отсутствие протечек и указан в протоколе последней поверки установки трубопоршневой.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки СИКН приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки СИКН

Номер пункта методики поверки	Обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Рекомендуемое средство поверки
Приложение А	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256 (установка трубопоршневая (далее – ПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1\%$).	Эталон единицы объемного расхода жидкости 2 разряда в диапазоне значений от 240 до 4000 м ³ /ч (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №) 3.2.ZBH.0824.2015)
	Средство измерений плотности в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной приказом Минпромторга России от «1» ноября 2019 г. № 2603 (плотномер автоматический поточный (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³)	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 15644-01)

4.2 Эталоны единиц величин, используемые при поверке, должны быть аттестованы в установленном порядке. Измерительные компоненты, используемые при поверке, должны быть утвержденного типа и поверены в установленном порядке.

4.3 Возможно применение аналогичных средств поверки с метрологическими и техническими характеристиками, обеспечивающими требуемую точность передачи единиц величин поверяемой СИКН.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда - Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности - Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми документами;

– в области пожарной безопасности - Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

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

– в области охраны окружающей среды - Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

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

5.3 Измерительные компоненты 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».

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

5.5 Выполнение работ прекращают при обнаружении течи нефти в сварных и фланцевых соединениях.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре СИКН должно быть подтверждено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации;

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН и проведению ее поверки;

- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

- проверяют обеспеченность конструкцией СИКН ограничения доступа в основные блоки и узлы СИКН, а также к программному обеспечению СИКН, в целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений.

6.2 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если выполняются вышеперечисленные требования.

6.3 СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

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

7.1.2 Проверяют правильность монтажа средств поверки.

7.1.3 Проверяют комплектность эксплуатационной документации на измерительные компоненты, входящие в состав СИКН.

7.1.4 Вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов измерений.

7.1.5 При рабочем расходе и давлении проверяют герметичность элементов конструкции СИКН. При этом не допускается появление капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин.

7.1.6 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки нефти, влияющие на результаты измерений.

7.1.7 На элементах конструкции СИКН не должно наблюдаться следов нефти.

При обнаружении следов нефти принимают меры по устранению утечки.

7.1.8 Перед началом определения метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти выполняют следующие подготовительные работы:

- проверяют отсутствие газа (воздуха) в ИЛ с ТПР и ПУ, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают объемный расход нефти в пределах диапазона измерений ТПР и открывают краны, расположенные в верхних точках ИЛ и ПУ. Проводят тестовый запуск поршня, удаляя при этом сжатый газ (воздух). Отсутствие газа (воздуха) в трубопроводах и установках определяют на слух, путем неоднократного кратковременного открытия-закрытия кранов для выпуска газа (воздуха).

Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ПУ в соответствии с технической документацией.

Проверяют стабильность температуры нефти. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в ПУ и в ТПР не превышает $\pm 0,2$ °С за время измерения.

7.2 Опробование

7.2.1 При опробовании СИКН проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность формирования и получения отчетных документов, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах СИКН и средств поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора СИКН путем визуального контроля текущих значений измеряемых величин (температуры, давления, плотности, вязкости нефти, расхода в ИЛ и блоке контроля качества нефти) на дисплее компьютера АРМ оператора;
- используя принтер компьютера АРМ оператора СИКН, распечатывают пробные протоколы поверки, формируемые АРМ оператора.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

8.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 (далее – ИВК) проводят в соответствии с его руководством оператора.

8.3. Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проводят проверку наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) на следующие измерительные компоненты СИКН, фактически установленные на момент проведения поверки СИКН: ПП (регистрационный № 15644-01), преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 (регистрационный № 15642-01), преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный № 14061-99), преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (регистрационный № 63044-16), преобразователи измерительные 644, 3144Р в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65 (регистрационные № 14683-04, 22257-01, 22257-05), датчики температуры ТМТ 142R (регистрационный № 63821-16), ИВК (регистрационный № 67527-17). Выше приведенные измерительные компоненты, фактически установленные 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. Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти проводят в соответствии с Приложением А данного документа.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 При получении положительных результатов поверки по разделу 9 настоящей методики поверки СИКН относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ %; относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,35$ % и результаты поверки СИКН считают положительными.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки согласно Приложению Б.

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

11.3 На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и нетто нефти, диапазон измерений объемного расхода нефти.

11.4 Знак поверки наносят на свидетельство о поверке СИКН.

11.5 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.

При оформлении протоколов средствами вычислительной техники или вручную допускается форму протокола представлять в измененном виде.

11.6 В память ИВК, входящего в состав СИКН, устанавливают значения коэффициентов преобразования ТПР.

11.7 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода нефти, предусмотрены места установки пломб, несущих на себе оттиск клейма

поверителя, который наносится методом давления на две свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

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

11.9 В случае необходимости определения метрологических характеристик отдельного ИК объемного расхода нефти оформляют свидетельство о поверке СИКН в части отдельного ИК объемного расхода нефти, 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 объемного расхода нефти указывают наименование и номер ИК, диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности ИК.

11.10 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

Приложение А (обязательное)

Определение метрологических характеристик измерительного канала объемного расхода нефти

Настоящее приложение устанавливает порядок определения метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти.

Определение относительной погрешности ТПР из состава ИК объемного расхода нефти и обработка результатов измерений соответствует алгоритму обработки результатов измерений, приведенному в МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой».

Метрологические характеристики ТПР из состава ИК объемного расхода нефти и его градуировочную характеристику (ГХ) определяют при крайних значениях рабочего диапазона и значениях, выбранных внутри него.

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 ТПР (согласно заводской (фирменной) технической документации или результатам предыдущей поверки);
- величину рабочего диапазона;
- вид реализации ГХ ТПР 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.

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 (A.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 (A.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 ТПУ определяют по формуле

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

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

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

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

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ, МПа (из технического описания или паспорта на ПУ);

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

П р и м е ч а н и е – 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 соответствующими измерительными компонентами, 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 измеряемой среды 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 поверяемым ТПР (N_{ij} , имп);

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

в) значение поверочного расхода (Q_{ij} , м³/ч);

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

д) температуру ($t_{ij}^{\text{ТПР}}$, °С) и давление ($P_{ij}^{\text{ТПР}}$, МПа) в ТПР;

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

ж) плотность измеряемой среды, измеренную поточным ПП (ρ_{ij} , кг/м³);

з) температуру измеряемой среды в поточном ПП ($t_{ij}^{\text{ПП}}$, °С);

и) давление измеряемой среды в поточном ПП ($P_{ij}^{\text{ПП}}$);

к) вязкость, измеренную поточным преобразователем вязкости (ν_{ij} , сСт).

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

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

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

где $V_{ij}^{\text{пв}}$ – объем измеряемой среды, прошедшей через калиброванный участок ПУ (следовательно, и через ТПР) за время i -го измерения в j -й точке и приведенный к рабочим условиям в ТПР, м^3 и определяемый по формуле

$$V_{ij}^{\text{пв}} = V_0^{\text{пв}} \cdot [1 + 3\alpha_t^{\text{пв}} \cdot (t_{ij}^{\text{пв}} - 20)] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{\text{пв}}\right) \cdot \frac{\text{CTL}_{ij}^{\text{пв}} \cdot \text{CPL}_{ij}^{\text{пв}}}{\text{CTL}_{ij}^{\text{тпр}} \cdot \text{CPL}_{ij}^{\text{тпр}}}, \quad (\text{A.5})$$

где $\text{CTL}_{ij}^{\text{пв}}$, $\text{CTL}_{ij}^{\text{тпр}}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры измеряемой среды на её объемы, прошедшие через ПУ и ТПР соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода. Определяют (вычисляют) согласно приложению В;

$\text{CPL}_{ij}^{\text{пв}}$, $\text{CPL}_{ij}^{\text{тпр}}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления измеряемой среды на её объемы, прошедшие через ПУ и ТПР соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода. Определяют (вычисляют) согласно приложению В.

По результатам измерений и вычислений определяют значение коэффициента преобразования ТПР в j -й точке расхода (\bar{K}_j , имп/м^3) по формуле

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

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

ГХ реализована в ИВК в виде кусочно-параболической аппроксимации \bar{K}_j (имп/м^3).

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

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

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

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

После исключения промаха (в точке расхода) выполняют одно дополнительное измерение и повторно проводят вышеприведенные операции.

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

Определение относительной погрешности ТПР из состава ИК объемного расхода нефти

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

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

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 по приложению Г.

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 ТПР (из описания типа или действующего свидетельства о поверке), %;

θ_t – составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры измеряемой среды в ПУ и ТПР, %;

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

Составляющую систематической погрешности θ_t (%) вычисляют по формуле

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

где β_{max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды, $^{\circ}\text{C}^{-1}$, определенных по Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения»;

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

П р и м е ч а н и е – максимальное значение β_{max} выбирают из ряда значений, определенных при всех измерениях в k -м поддиапазоне расхода;

Составляющую систематической погрешности ТПР из состава ИК объемного расхода нефти ($\theta_{\text{апдк}}$, %) вычисляют по формуле

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

Определение относительной погрешности ТПР из состава ИК объемного расхода нефти

Относительную погрешность ТПР из состава ИК объемного расхода нефти определяют по формуле

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

где $\delta_{\text{пдк}}$ – относительная погрешность ТПР 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 Г.3 приложения Г.

Допуск ТПР из состава ИК объемного расхода нефти к дальнейшему применению

Проверяют выполнение условия в каждом поддиапазоне расхода по формуле

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

ТПР из состава ИК объемного расхода нефти к дальнейшему применению допускают, если выполняется условие (А.13) во всех поддиапазонах расхода.

Если условия (А.13) не выполняются, то рекомендуется:

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

При повторном невыполнении данных условий, определение относительной погрешности ИК объемного расхода прекращают.

**Приложение Б
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки СИКН

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование средства измерений: _____

Тип, модель, изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Владелец: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды: _____

Атмосферное давление: _____

Относительная влажность: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует п. 6.2)

2. Опробование средства измерений: _____
(соответствует/не соответствует пп. 7.2)

3. Проверка программного обеспечения средства измерений: _____
(соответствует/не соответствует пп. 8.3)

4. Определение метрологических характеристик _____
(соответствует/не соответствует разделу 9)

5. Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

Относительная погрешность измерений массы брутто

и нетто нефти установленным в п. 10.2 пределах: _____
(соответствует/не соответствует)

6 Определение метрологических характеристик измерительного канала объемного расхода нефти
ИК: ИК 1, ИК 2, ИК 3, ИК 4.

Место проведения _____
наименование объекта (ПСП, НСП) и наименование владельца объекта

Преобразователь: тип (модель) _____, DN _____ мм, PN _____ МПа, зав. № _____,
установлен на _____, ИЛ № _____, Рабочая жидкость _____

ПУ: _____, разряд _____, зав. № _____, PN _____ МПа, дата поверки _____
ТПУ (стацион. или моб.)

Таблица Б.1 – Исходные данные

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

Таблица Б.2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ/ № изм (j/i)	Q_{ij} м ³ /ч	Результаты измерений							
		Детекторы ПУ	T_{ij} , с	$\bar{t}_{ij}^{ПУ}$, °C	$\bar{P}_{ij}^{ПУ}$, МПа	f_{ij} , Гц	$t_{ij}^{ТПР}$, °C	$P_{ij}^{ТПР}$, 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	$t_{ij}^{пп}$, °С	$P_{ij}^{пп}$, МПа	v_{ij} , сСт	$V_{ij}^{пу}$, м ³	K_{ij} , имп/м ³	$CTL_{ij}^{пу}$	$CPL_{ij}^{пу}$	$CTL_{ij}^{тпп}$	$CPL_{ij}^{тпп}$
1	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1/1										
...										
1/n _l										
...										
m/l										
...										
m/n _m										

Таблица Б.3 – Значения коэффициентов, использованных при вычислениях

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

Таблица Б.4 – Результаты определения метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти

№ 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	$S_{пдк}$, %	$\epsilon_{пдк}$, %	$\theta_{андк}$, %	$\theta_{\Sigma пдк}$, %	$\delta_{пдк}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1				1							
2				...							
...				m-1							
m											

Относительная погрешность ИК объемного расхода нефти установленным в описании типа СИКН пределам: _____

(соответствует/не соответствует)

 должность лица,
 проводившего поверку

 подпись

 Ф.И.О.

 Дата поверки

Приложение В

Определение коэффициентов CTL и CPL , учитывающих влияние температуры и давления на объем измеряемой среды

В.1 Коэффициент CTL , учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, вычисляют по формуле

$$CTL = \exp\{-\beta_{15} \cdot (t_v - 15) \cdot [1 + 0,8\beta_{15} \cdot (t_v - 15)]\}, \quad (B.1)$$

где β_{15} – коэффициент объемного расширения измеряемой среды при температуре 15 °С, который определяют по В.2 (формула В.2), °С⁻¹;

t_v – температура измеряемой среды при измерении её объема, °С.

В.2 Коэффициент β_{15} определяют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{K_0 + K_1 \cdot \rho_{15}}{\rho_{15}^2} + K_2, \quad (B.2)$$

где K_0 , K_1 и K_2 – коэффициенты, значения которых определяют из таблицы В.1;

ρ_{15} – плотность измеряемой среды при температуре 15 °С и избыточном давлении равном нулю ($P_{изб} = 0$), т.е при абсолютном давлении равном 0,1 МПа ($P_{абс} = 0,1$ МПа), кг/м³.

Таблица В.1 – Значения коэффициентов K_0 , K_1 и K_2 (из Р 50.2.076)

Рабочая жидкость	K_0	K_1	K_2
Нефть ($611,2 \leq \rho_{15} \leq 1163,8$)	613,97226	0,0000	0,0000

В.3 Коэффициент CPL , учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определяют по формуле

$$CPL = \frac{1}{1 - \gamma_t \cdot P_v}, \quad (B.3)$$

где γ_t – коэффициент сжимаемости измеряемой среды при температуре измерения ее объема, который определяют по В.4 (формула В.4), МПа⁻¹;

P_v – давление измеряемой среды при измерении ее объема, МПа.

В.4 Коэффициент γ_t определяют по формуле

$$\gamma_t = 10^{-3} \cdot \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t_v + \frac{870960}{\rho_{15}^2} + \frac{4209,2 \cdot t_v}{\rho_{15}^2}\right). \quad (B.4)$$

В.5 Плотность ρ_{15} и текущая плотность, измеренная поточным ПП ($\rho_{пп}$), между собой связаны выражением

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{пп}}{CTL^* \cdot CPL^*}, \quad (B.5)$$

где CTL^* и CPL^* – коэффициенты по В.1 и В.3, но значения которых определены для температуры ($t_{пп}$, °С) и давления ($P_{пп}$, МПа) измеряемой среды в поточном ПП соответственно.

В.6 Зная значение плотности $\rho_{\text{пл}}$ и используя метод последовательных приближений, определяют значения коэффициентов CTL^* , CPL^* и значение плотности ρ_{15} по В.6.1 ÷ В.6.5.

В.6.1 По формулам (В.2) и (В.4) определяют значения $\beta_{15(1)}$ и $\gamma_{t(1)}$ (условно первые значения), при этом в этих формулах принимают: $\rho_{15} = \rho_{\text{пл}}$, $t_v = t_{\text{пл}}$.

В.6.2 По формулам (В.1) и (В.3) вычисляют значения CTL_1^* и CPL_1^* (условно первые значения) соответственно, принимая в формуле (В.1): $t_v = t_{\text{пл}}$ и $\beta_{15} = \beta_{15(1)}$, в формуле (В.3): $P_v = P_{\text{пл}}$ и $\gamma_t = \gamma_{t(1)}$.

В.6.3 По формуле (В.5) вычисляют значение $\rho_{15(1)}$ (условно первое значение), подставляя вместо значений CTL и CPL значения CTL_1^* и CPL_1^* , определенные по В.6.2.

В.6.4 Повторяют операции по В.6.1 ÷ В.6.3.

По формулам (В.2) и (В.4) определяют значения $\beta_{15(2)}$ и $\gamma_{t(2)}$, дополнительно в В.6.1 принимая: $\rho_{15} = \rho_{15(1)}$.

По формулам (В.1) и (В.3) вычисляют значения CTL_2^* и CPL_2^* , дополнительно в В.6.2 принимая: $\beta_{15(1)} = \beta_{15(2)}$ и $\gamma_{t(1)} = \gamma_{t(2)}$.

По формуле (В.5) вычисляют значение $\rho_{15(2)}$, принимая: $\text{CTL}_1^* = \text{CTL}_2^*$ и $\text{CPL}_1^* = \text{CPL}_2^*$.

В.6.5 Операции по вычислению значений плотности ρ_{15} прекращают по достижению условия

$$\left| \rho_{15(k)} - \rho_{15(k-1)} \right| \leq 0,01, \quad (\text{В.6})$$

где k и $(k-1)$ – порядковые номера вычислений (последнего и предпоследнего вычисления условно) значений плотности ρ_{15} .

П р и м е ч а н и е – Операции по В.6.1 ÷ В.6.5 проводят для каждого измерения.

В.7 Используя формулы (В.1) ÷ (В.4) и вычисленное значение $\rho_{15(k)}$ определяют значения $\text{CTL}_{ij}^{\text{пв}}$, $\text{CTL}_{ij}^{\text{тпв}}$, $\text{CPL}_{ij}^{\text{пв}}$, $\text{CPL}_{ij}^{\text{тпв}}$ с учетом условий измерения объема, т.е. температуры (t_v , °С) и давления (P_v , МПа) для каждого i -го измерения в каждой j -й точке расхода.

В формулах (В.1), (В.3), (В.4) при определении $\text{CTL}_{ij}^{\text{пв}}$, $\text{CPL}_{ij}^{\text{пв}}$ принимают: $t_v = \bar{t}_{ij}^{\text{пв}}$ и $P_v = \bar{P}_{ij}^{\text{пв}}$, при определении $\text{CTL}_{ij}^{\text{тпв}}$, $\text{CPL}_{ij}^{\text{тпв}}$: $t_v = \bar{t}_{ij}^{\text{тпв}}$ ($t_v = \bar{t}_{ij}^{\text{тпв}}$) и $P_v = \bar{P}_{ij}^{\text{тпв}}$ ($P_v = \bar{P}_{ij}^{\text{тпв}}$).

П р и м е ч а н и е – Значения CTL и CPL допускается определять, используя алгоритмы, имеющиеся («зашитые») в ИВК.

Приложение Г

Анализ результатов измерений, значения квантиля распределения Стьюдента и коэффициента $Z_{(P)}$

Г.1 Анализ результатов измерений для выявления промахов (при необходимости) проводят операции по Г.1.1 ÷ Г.1.4.

Г.1.1 Определяют СКО результатов вычислений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2}{n_j - 1}}. \quad (\text{Г.1})$$

Примечание – При $S_j \leq 0,001$ принимают $S_j = 0,001$.

Г.1.2 Для каждого измерения вычисляют соотношение по формуле

$$U_{ij} = \left| \frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{S_j} \right| \quad (\text{Г.2})$$

Г.1.3 Из ряда вычисленных значений U_{ij} для каждой точки расхода выбирают максимальное значение $U_{j\max}$, которое сравнивают с «h», взятой из таблицы Г.1 в зависимости от значения « n_j ».

Таблица Г.1 – Критические значения для критерия Граббса (ГОСТ Р ИСО 5725)

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

Г.1.4 Если $U_{j\max} \geq h$, то подозреваемый результат исключают из выборки как промах.

Примечание – Допускается как промах исключать результат измерения, у которого K_{ij} по значению наиболее (в большую или меньшую сторону) отличается от значений K_{ij} других измерений в этой же точке расхода, не проводя анализ по Г.1.1 ÷ Г.1.3.

Таблица Г.2 – Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{0,95}$ (ГОСТ 8.207)

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

Таблица Г.3 – Значения коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$ (МИ 2083)

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