

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»

СОГЛАСОВАНО

И.о. директора филиала

Тайбинский А.С.

«23» сентября 2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

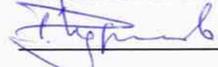
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 922

ПСП «НАХОДКА»

Методика поверки

МП 1328-14-2021

Начальник НИО-14

 Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Ягудин И.Р.
СОГЛАСОВАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

1 Общие положения

Настоящая методика поверки предназначена для проведения поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти № 922 ПСП «Находка» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единицы величины массы от рабочего эталона 2-го разряда в соответствии с требованиями Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 216-2018 Государственный первичный эталон единицы объёма жидкости в диапазоне от $1,0 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3$ до $1,0 \text{ м}^3$. Поверка СИКН осуществляется прямым методом измерений.

Если очередной срок поверки измерительного компонента или ИК объемного расхода (в случае поверки СИКН в части отдельного ИК объемного расхода), входящего в состав СИКН, наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки измерительного компонента или СИКН в части отдельного ИК объемного расхода, входящего в состав СИКН, то поверяют только этот измерительный компонент или СИКН в части отдельного ИК объемного расхода, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Допускается возможность проведения поверки отдельных измерительных каналов (ИК) из состава СИКН на основании заявки.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	7.3	Да	Да
Опробование	7.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	7.6	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 в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с

обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

3.2 Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 5 описания типа СИКН.

3.3 Определение относительной погрешности измерительного канала (ИК) объемного расхода измеряемой среды проводят при следующих условиях:

- работы проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий (ИЛ) (струевыпрямителями, прямыми участками до и после преобразователя, фильтром, если они установлены на каждой ИЛ согласно проекту);

- работы проводят в рабочем диапазоне расхода (далее – рабочий диапазон);

- рабочий диапазон ($\text{м}^3/\text{ч}$) устанавливают для СИКН в зависимости от количества рабочих ИЛ и верхнего предела диапазона измерений СИКН таким, что он не выходит за пределы измерений, указанные в свидетельстве (сертификате) об утверждении типа преобразователей расхода жидкости турбинных МВТМ (далее – ТПР);

- установление рабочего диапазона владелец СИКН оформляет справкой произвольной формы перед каждым определением метрологических характеристик. Справку, согласованную принимающей (сдающей) стороной, владелец представляет сервисной организации и поверителю;

Примечание – в случае изменения (более 5 %) в интервале между определением метрологических характеристик нижнего предела рабочего диапазона в сторону уменьшения или верхнего предела в сторону увеличения от значений, установленных при настоящем определении метрологических характеристик (или и то, и другое одновременно), ТПР подлежит определению метрологических характеристик;

- вязкость нефти находится в пределах диапазона, указанного в свидетельстве (сертификате) об утверждении типа и (или) в эксплуатационной документации на ТПР.

- содержание свободного газа в измеряемой среде не допускают;

- ТПУ допускается устанавливать, как до ТПР по потоку измеряемой среды, так и после него;

- избыточное давление измеряемой среды ($P_{\text{пов}}$, МПа) после ТПУ (ТПР расположен до ТПУ по ходу измеряемой среды) и после ТПР (ТПР расположен после ТПУ) устанавливают не менее значения, вычисленного по формуле

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

где $P_{\text{нас}}$ – давление насыщенных паров, МПа, определенное согласно ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» при максимальной температуре рабочей жидкости в СИКН;

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

Примечание – справку с указанием значения $P_{\text{нас}}$ представляет химико-аналитическая лаборатория владельца СИКН.

- изменение температуры измеряемой среды за время одного измерения $\leq 0,2$ °С;

- отклонение расхода измеряемой среды за время одного измерения (в точке расхода) не превышает 2,5 % от установленного значения;

- запорная и регулирующая арматура (регулятор расхода – при его наличии по проекту), установленные на ИЛ с ТПР, открыты полностью. Регулятор выведен из автоматического режима регулирования расхода;

- требуемый поверочный расход устанавливают с помощью регулятора расхода, установленного в конце технологической схемы по потоку измеряемой среды;

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

3.4 При соблюдении условий 3.1, 3.2 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию по эксплуатации на СИКН и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень средств поверки их метрологические и технические характеристики

Средства поверки основные	Метрологические и технические требования
Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» (трубопоршневая поверочная установка (далее – ТПУ))	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1 \%$
Средство измерений плотности в соответствии с приказом Минпромторга России от 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности» (плотномер ПЛОТ-3 с диапазоном измерений плотности от 630 до 1010 кг/м ³ (далее – ПП))	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$

Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки средств измерений (СИ) утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 15.12.2021 № 534), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые нормативные документы;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок.

7 Подготовка к поверке

7.1 Подготовку средств поверки, СИ и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

7.2 Проверяют правильность монтажа СИ и средств поверки.

Проверяют комплектность эксплуатационной документации на СИ.

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

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.

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

На элементах конструкции СИКН не должно наблюдаться следов нефти.

При обнаружении следов нефти принимают меры по устранению утечки.

7.3 Перед началом определения относительной погрешности ИК объемного расхода измеряемой среды выполняют следующие подготовительные работы:

- проверяют отсутствие газа (воздуха) в ИЛ с ТПР и ТПУ, 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 ТПУ. Проводят тестовый запуск поршня, удаляя при этом сжатый газ (воздух). Отсутствие газа (воздуха) в трубопроводах и установках определяют на слух, путем не однократного кратковременного открытия-закрытия кранов для выпуска газа (воздуха).

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

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

8 Проведение поверки

8.1 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать описанию типа и эксплуатационной документации;

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

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

Результаты проверки считают положительными, если выполняются вышеперечисленные требования. При выявлении несоответствий и их оперативном устранении владельцем СИКН, поверку продолжают.

8.2 При внешнем осмотре ТПР устанавливают соответствие ТПР следующим требованиям:

- соответствие его комплектности перечню, указанному в заводской (фирменной) эксплуатационной документации (формуляр, паспорт);
- отсутствие механических повреждений, препятствующих его применению, дефектов покрытий, ухудшающих его внешний вид;
- четкость, целостность надписей и обозначений, нанесенных на корпусе («шильдике») их соответствие требованиям эксплуатационной документации (включая преобразователь сигналов);
- целостность герметичности кабельного ввода в преобразователь сигналов, отсутствие видимых повреждений контрольного(ых) кабеля(ей);
- целостность провода, заземляющего преобразователь сигналов (преобразователь).

8.3 Проверка программного обеспечения средства измерений.

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

8.3.2 Определение идентификационных данных ПО ИВК проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Полученные результаты идентификации ПО СИКН 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 идентификационные данные ПО СИКН.

8.4 Опробование

8.4.1 При опробовании СИКН проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчетов следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах СИКН и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- используя принтер компьютера АРМ оператора СИКН, распечатывают пробные протоколы определения метрологических характеристик, формируемые АРМ оператора.

8.4.2 Результаты проверки считают положительными если, при проведении вышеперечисленных операций получены положительные результаты.

8.4.3 При получении отрицательных результатов опробования поверку прекращают. Выявляют и устраняют причины, вызвавшие получение отрицательного результата опробования. Повторно проводят опробование. При повторном получении отрицательных результатов опробования поверку прекращают, СИКН к эксплуатации не допускают.

8.5 Проверяют герметичность СИКН.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через элементы оборудования и СИ СИКН.

На элементах оборудования и СИ СИКН не должно наблюдаться следов нефти.

При обнаружении следов нефти на элементах оборудования или СИ СИКН поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки нефти.

8.6 Определение метрологических характеристик средства измерений

8.6.1 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода измеряемой среды.

Метрологические характеристики ИК и градуировочную характеристику (ГХ) ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода 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.

8.6.2 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 ($Q_j^{\text{нов}}$, м³/ч) и контролируют при движении поршня ТПУ.

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

$$Q_j^{\text{нов}} = \frac{V_{\text{пр } ij}^{\text{пу}} \cdot 3600}{T_{ij}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{пр } ij}^{\text{пу}}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям в ТПУ при i -м измерении при установлении поверочного расхода в j -й точке, м³. Определяют по формуле (4);

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

Значение расхода $Q_j^{\text{нов}}$ допускается определять по формуле (3), используя вместимость калиброванного участка ТПУ, определенную для стандартных условий V_0 ($V_0 = V_0^{\text{пу}}$, м³) – из действующего свидетельства о поверке

$$Q_j^{\text{нов}} = \frac{V_0 \cdot 3600}{T_{ij}} \quad (3)$$

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

$$V_{\text{пр } ij}^{\text{пу}} = V_0^{\text{пу}} \cdot \left[1 + 3\alpha_t^{\text{пу}} \cdot (\bar{t}_{ij}^{\text{пу}} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{\text{пу}} \right) \quad (4)$$

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

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

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

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ, МПа (значение берут из технического описания или паспорта);

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

Пр и м е ч а н и е – средние значения температуры и давления вычисляют:

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

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

$a_{вх}$ и $a_{вых}$ – значения параметров (t , °С или P , МПа), измеренные соответствующими СИ, установленными на входе и выходе ТПУ.

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 ТПУ.

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

8.6.3 Для каждого i -го измерения в каждой j -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в форму представления результата определения относительной погрешности измерительного канала объемного расхода нефти (приложение А1, А2):

- а) количество импульсов, выдаваемых поверяемым ТПР (N_{ij} , имп);
- б) время движения поршня ТПУ 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 ($t_{ij}^{тпр}$, °С) и давление ($P_{ij}^{тпр}$, МПа) в ТПР;
- е) средние значения температуры (\bar{t}_{ij}^{ny} , °С) и давления (\bar{P}_{ij}^{ny} , МПа) нефти в ТПУ;
- ж) плотность нефти, измеренную поточным ПП (ρ_{ij} , кг/м³);
- з) температуру нефти в поточном ПП ($t_{ij}^{пп}$, °С);
- и) давление нефти в поточном ПП ($P_{ij}^{пп}$);
- к) вязкость, измеренную ПВ (v_{ij} , сСт).

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

8.7.1 Для каждого i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона определяют (вычисляют) коэффициент преобразования ТПР (K_{ij} , имп/м³) по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}^{ny}} \quad (5)$$

где V_{ij}^{ny} – объем нефти, прошедшей через калиброванный участок ТПУ (следовательно, и через ТПР) за время i -го измерения в j -й точке и приведенный к рабочим условиям в ТПР, м³ и определяемый по формуле

$$V_{ij}^{ny} = V_0^{ny} \cdot \left[1 + 3\alpha_t^{ny} \cdot (\bar{t}_{ij}^{ny} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{ny} \right) \cdot \frac{CTL_{ij}^{ny} \cdot CPL_{ij}^{ny}}{CTL_{ij}^{тпр} \cdot CPL_{ij}^{тпр}}, \quad (6)$$

где $CTL_{ij}^{ПУ}$, $CTL_{ij}^{ТПР}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры измеряемой среды на её объемы, прошедшие через ТПУ и ТПР соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода. Определяют (вычисляют) согласно приложению Г.

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

8.7.2 По результатам измерений и вычислений определяют значение коэффициента преобразования ТПР в j -й точке расхода (\bar{K}_j , имп/м³) по формуле

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (7)$$

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

ГХ реализована в ИВК в виде кусочно-линейной аппроксимации значений \bar{K}_j (имп/м³).

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

$$S_{пдк} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{\bar{K}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \leq 0,02, \quad (8)$$

В случае несоблюдения условия (8) анализируют причины и выявляют промахи. Промахи рекомендуется выявлять по приложению Д.

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

8.7.4 После исключения промаха (в точке расхода) выполняют одно дополнительное измерение и повторно проводят операции по 8.7.1 ÷ 8.7.3.

8.7.5 При соблюдении условия (8), в т.ч. и после выполнения операций по 8.7.4, проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

8.8 Относительную погрешность ИК объемного расхода нефти и составляющие относительной погрешности (случайную и систематическую составляющие) определяют при доверительной вероятности $P=0,95$.

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

$$\varepsilon_{пдк} = t_{(P,n)} \cdot S_{пдк}, \quad (9)$$

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 Д.2 приложения Д.

8.8.2 Определение систематической составляющей погрешности $\theta_{\Sigma пдк}$, % определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma пдк} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{ПУ})^2 + (\delta_{ИВК})^2 + (\theta_t)^2 + (\theta_{андк})^2}, \quad (10)$$

где $\delta_{\text{ПУ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ 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 нефти в ТПУ и ТПР, % (определяют по формуле 11);

$\theta_{\text{анлк}}$ – составляющая систематической погрешности, вызванная аппроксимацией коэффициента преобразования ТПР в k-м поддиапазоне расхода ($K_{\text{ндк}}$, имп/м^3), % (определяют по формуле 11).

8.8.3 Составляющую систематической погрешности θ_t (%) вычисляют по формуле

$$\theta_t = \beta_{\text{max}} \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{ТПР}})^2 + (\Delta t_{\text{ПУ}})^2} \cdot 100, \quad (11)$$

где β_{max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды из ряда значений, определенных по приложению Б, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

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

Максимальное значение β_{max} выбирают из ряда значений, определенных при всех измерениях в k-м поддиапазоне расхода;

8.8.4 Составляющую систематической погрешности ТПР ($\theta_{\text{анлк}}$, %) вычисляют по формуле

$$\theta_{\text{анлк}} = 0,5 \cdot \left| \frac{(\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1})_k}{(\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1})_k} \right| \cdot 100, \quad (12)$$

8.8.5 Определение относительной погрешности ТПР ($\delta_{\text{ндк}}$, %), определяют

$$\delta_{\text{ндк}} = \left\{ \begin{array}{ll} Z_{0,95} \cdot (\theta_{\Sigma\text{ндк}} + \varepsilon_{\text{ндк}}), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma\text{ндк}}/S_{\text{ндк}} \leq 8, \\ \theta_{\Sigma\text{ндк}}, & \text{если } \theta_{\Sigma\text{ндк}}/S_{\text{ндк}} > 8, \end{array} \right\} \quad (13)$$

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

$Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от значения отношения $\theta_{\Sigma\text{ндк}}/S_{\text{ндк}}$ (при доверительной вероятности $P = 0,95$). Определяют из таблицы Д.3 приложения Д.

8.8.5.1 Допуск ТПР к дальнейшему применению

Проверяют выполнение условия в каждом поддиапазоне расхода по формуле

$$|\delta_{\text{ндк}}| \leq 0,15\%. \quad (14)$$

8.8.5.2 ИК объемного расхода с ТПР, установленными на рабочих ИЛ и на контрольно-резервной ИЛ, применяемой в качестве резервной, к дальнейшему применению допускают, если выполняется условие (14) во всех поддиапазонах расхода.

8.8.5.3 При невыполнении условия (14) выясняют причины, устраняют их (при возможности) и проводят повторные операции согласно п. 8.2, 8.6, 8.7, 8.8.

8.8.5.4 В случае выполнения условия (14) во всех поддиапазонах расхода ТПР результаты проведенных измерений и вычислений оформляют в виде представления результатов определения метрологических характеристик соответствующего измерительного канала объемного расхода нефти, подписываемого поверителем.

8.9 Определение метрологических характеристик и обработка результатов измерений ИК объемного расхода нефти с ТПР контрольно-резервной ИЛ, применяемого в качестве контрольного.

8.9.1 Проверяют соответствие условий, изложенных в разделах 3, 4 и 5, проводят операции по разделу 6, 7 и п.8.2 для ТПР контрольно-резервной ИЛ, после чего определяют его метрологические характеристики.

8.9.2 Метрологические характеристики определяют в тех точках расхода, в которых определены метрологические характеристики рабочих ТПР. Допускается отклонение расхода на 5,0 % (не более).

8.9.3 Проводят операции по 8.6.2 применительно к ТПР контрольно-резервной ИЛ.

Количество измерений в каждой j -й точке расхода (n_j): не менее 7-ми.

8.9.4 Проводят обработку результатов измерений, полученных по 8.9.3.

8.9.5 Определяют коэффициенты преобразований, проводя операции по 8.7.1 и 8.7.2 применительно к ТПР контрольно-резервной ИЛ.

8.9.6 Оценивают СКО в каждой j -й точке расхода ($S_j^{кон}$, %) по формуле

$$S_j^{кон} = \frac{1}{\bar{K}_j} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2}{n_j - 1}} \cdot 100 \leq 0,02 . \quad (15)$$

8.9.7 Относительную погрешность ТПР контрольно-резервной ИЛ и составляющие относительной погрешности (случайную и систематическую составляющие) определяют при доверительной вероятности $P = 0,95$.

8.9.8 Определяют случайную составляющую погрешности ТПР контрольно-резервной ИЛ в точках расхода ($\varepsilon_j^{кон}$, %) по формуле

$$\varepsilon_j^{кон} = t_{(P,n)} \cdot S_j^{кон} , \quad (16)$$

где $S_j^{кон}$ - значение СКО, определенное по 8.9.6 [формула (15)].

8.9.9 Определяют систематическую составляющую погрешности ТПР контрольно-резервной ИЛ в точках расхода ($\theta_{\Sigma j}^{кон}$, %) по формуле

$$\theta_{\Sigma j}^{кон} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{пу})^2 + (\delta_{сон}^{(KK)})^2 + (\theta_t)^2} \quad (17)$$

Примечание – θ_t для использования в формуле (17) вычисляют по формуле (11), при этом максимальное значение β_{max} выбирают из ряда значений, определенных при измерениях в точке расхода для определения метрологических характеристик ТПР контрольно-резервной ИЛ.

8.9.10. Определяют относительную погрешность ТПР контрольно-резервной ИЛ в точках расхода ($\delta_j^{кон}$, %) по формуле

$$\delta_j^{кон} = \begin{cases} Z_{(P)} \times (\theta_{\Sigma j}^{кон} + \varepsilon_j) , & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma j} / S_j \leq 8 \\ \theta_{\Sigma j} , & \text{если } \theta_{\Sigma j} / S_j > 8 , \end{cases} \quad (18)$$

8.9.11 Проверяют выполнение условия:

$$|\delta_j^{кон}| \leq 0,10 \% \quad (19)$$

8.9.12 ИК объемного расхода с ТПР контрольно-резервной ИЛ к дальнейшему применению в качестве контрольного, допускают, если выполняется условие (19) во всех точках расхода.

8.9.13 В случае невыполнения условия (19), ТПР контрольно-резервной ИЛ к дальнейшему применению в качестве контрольного не допускают.

В этом случае ТПР к дальнейшему применению допускают в качестве резервного, если выполняется условие (14) – по договоренности сдающей и принимающей сторон.

8.9.14 Относительную погрешность ИК объёмного расхода нефти определяют для всех ИК объёмного расхода нефти СИКН. В случае необходимости в процессе эксплуатации проведения внеочередного определения относительной погрешности какого-либо ИК объёмного расхода нефти, допускается относительную погрешность остальных ИК объёмного расхода нефти СИКН вновь не определять.

8.9.15 Для исключения возможности несанкционированного доступа на элементы корпуса ТПР устанавливают пломбы, несущие на себе оттиск знака поверки, в соответствии с рисунком 2 описания типа. В память ИВК, входящего в состав СИКН, устанавливают значения коэффициентов преобразования ТПР.

Алгоритм определения метрологических характеристик ТПР, входящего в состав ИК объёмного расхода, соответствует алгоритму поверки преобразователей объёмного расхода, приведенному в МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объёмного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»

8.10 Определение относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти СИКН

8.10.1 Проверяют выполнение следующих условий:

- получения положительных результатов по п. 8.6.1-8.9.14 или наличие действующих свидетельств о поверке СИКН в части отдельных измерительных каналов объёмного расхода нефти;

- наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на фактически установленные СИ, соответствующие таблице 1 описания типа СИКН, кроме ТПР.

8.10.2 При выполнении условий п. 8.10.1 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 определения относительной погрешности измерений массы брутто (нетто) нефти считают положительным.

8.10.3 При невыполнении условий п. 8.10.1 поверку СИКН прекращают.

9 Подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по разделу 7 настоящей методики поверки, а именно при:

- измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки, установленные на СИ и/или на свидетельстве о поверке или паспорте (формуляре), если это предусмотрено документами на поверку данных СИ;

- подтверждении относительной погрешности измерений ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве контрольного не превышающей $\pm 0,10$ %;

- подтверждении относительной погрешность измерений ИК объема и объемного расхода нефти с рабочими ТПР, не превышающей $\pm 0,15$ %;

- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %;

- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %;

СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

10 Оформление результатов поверки

10.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом по рекомендуемой форме, приведенной в приложении А. Допускается форму протокола представлять в измененном виде.

10.2 Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН, в ФИФ ОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

10.3 При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ.

Знак поверки наносится на пломбы, установленные на ТПР согласно описанию типа СИКН, и на свидетельство о поверке СИКН в случае распечатывания на бумажный носитель.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают:

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти;

- диапазон измерений и пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти.

10.4 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.

10.5 При периодической или внеочередной поверке измерительного компонента или СИКН в части отдельных ИК, применяют значения, полученные по результатам последней поверки.

10.6 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ.

10.7 При проведении внеочередной поверки отдельного ИК в действующий период свидетельства о поверке СИКН, оформляется протокол поверки в части проведенной поверки по приложению А настоящей методики поверки. Аккредитованным на поверку лицом,

проводившим поверку СИКН в части ИК, в ФИФ ОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

При получении положительных результатов поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в части ИК в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ.

10.7.1 К свидетельству о поверке СИКН в части отдельных ИК и объема проведенной поверки прикладывают протокол поверки СИКН в части ИК и объема проведенной поверки.

10.7.2 При внеочередной поверке отдельного ИК объема и объемного расхода нефти на оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН в части отдельного ИК объема и объемного расхода указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности ИК.

Знак поверки наносят на свидетельство о поверке СИКН в части отдельного ИК объемного расхода и на пломбу, установленную на ТПР в соответствии с описанием типа.

10.7.3 При отрицательных результатах поверки отдельных ИК, СИКН признается непригодной к дальнейшей эксплуатации, в части отдельного ИК непрошедшего поверку.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование СИКН: _____

Изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Владелец: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением (наименование, тип, регистрационный № эталона): _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

А.1 Внешний осмотр: _____ (соответствует/не соответствует)

А.2 Подтверждение соответствия ПО: _____ (соответствует/не соответствует)

А.3 Опробование: _____ (соответствует/не соответствует)

А.4 Определение метрологических характеристик:

Определение относительной погрешности измерений массы брутто (нетто) нефти СИКН:

А.4.1 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в 8.10.2 пределах: _____ (соответствует/не соответствует)

А.4.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в 8.10.2 пределах: _____ (соответствует/не соответствует)

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____

Приложение А1
(рекомендуемое)

Форма представления результата определения относительной погрешности измерительного канала объемного расхода нефти рабочих ИЛ и на контрольно-резервной ИЛ, применяемой в качестве резервной

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

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

СИКН

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

Таблица 1 – Исходные данные

Трубопоршневой поверочной установки (ТПУ)									СОИ	Преобразователя
Детекторы ПУ	$V_0^{пв}$, м ³	$\delta_{пв}$, %	D, мм	s, мм	E, МПа	$\alpha_t^{пв}$, °C ⁻¹	$\alpha_t^{см}$, °C ⁻¹	$\Delta t_{пв}$, °C	$\delta^{(к)}_{СОИ}$, %	$\Delta t_{ТПР}$, °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ/ № изм (j/i)	Q _{ij} м ³ /ч	Результаты измерений								
		Детекторы ПУ	T _{ij} , с	$\bar{t}_{ij}^{пв}$, °C	$\bar{t}_{ij}^{см}$, °C	$\bar{P}_{ij}^{пв}$, 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	11
1/1										
...										
1/n ₁										
...										
m/1										
...										
m/n _m										

Приложение А2

(рекомендуемое)

Форма представления результата определения относительной погрешности измерительного канала объемного расхода нефти
контрольно-резервной ИЛ, применяемой в качестве контрольной

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

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

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

Таблица 1 – Исходные данные

Трубопоршневой поверочной установки (ТПУ)									СОИ	Преобразователя
Детекторы ПУ	$V_0^{ПУ}$, м ³	$\delta_{ПУ}$, %	D, мм	s, мм	E, МПа	$\alpha_t^{ПУ}$, °C ⁻¹	α_t^{cm} , °C ⁻¹	$\Delta t_{ПУ}$, °C	$\delta^{(к)}_{СОИ}$, %	$\Delta t_{ТПР}$, °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица 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{t}_{ij}^{cm} , °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	11
1/1										
...										
1/n _l										
...										
m/1										
...										
m/n _m										

Приложение Б

Определение коэффициентов объемного расширения и сжимаемости нефти

Б.1 При наличии в СОИ программы обработки результатов поверки СОИ автоматически определяет по измеренным значениям плотности и температуры нефти коэффициенты объемного расширения (β) и сжимаемости (γ) нефти.

Б.2 При отсутствии автоматической обработки результатов поверки в СОИ коэффициенты объемного расширения и сжимаемости нефти определяют по измеренным значениям плотности и температуры нефти по таблицам Р 50.2.076 - 2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения».

Приложение В

Коэффициенты линейного расширения материала стенок ТПУ (α_t^{ny}), значения модуля упругости (E) материала стенок ТПУ

Коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ (α_t^{ny}), значение модуля упругости материала стенок ТПУ (E) определяют из таблицы В.1.

Таблица В.1 – Коэффициенты линейного расширения (α_t^{ny}), значения модуля упругости (E) материала стенок ТПУ

Материал стенок ТПУ	Значения α_t^{ny} , °C ⁻¹	Значения E , МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \times 10^{-6}$	$2,068 \times 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \times 10^{-6}$	$2,0 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$10,8 \times 10^{-6}$	$1,965 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304 литая	$15,95 \times 10^{-6}$	$1,931 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$17,3 \times 10^{-6}$	$1,931 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$17,3 \times 10^{-6}$	$1,931 \times 10^5$

Примечание

1 Если значения E приведены в паспорте или техническом описании на ТПУ (или в заводском сертификате калибровки ТПУ), то при расчетах используют значения, указанные в одном из перечисленных документов.

Приложение Г

Определение коэффициентов CTL и CPL, учитывающих влияние температуры и давления на объем рабочей жидкости

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

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

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

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

Г.2 Коэффициент β_{15} определяют по формуле

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

где K_0 , K_1 и K_2 – коэффициенты, значения которых определяют из таблицы Г.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 Г.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
Бензины ($611,2 \leq \rho_{15} \leq 770,9$)	346,42278	0,43884	0,0000
Топлива, занимающие по плотности промежуточное место между бензинами и керосинами ($770,9 \leq \rho_{15} \leq 788,0$)	2690,7440	0,00000	-0,0033762
Топлива и керосины для реактивных двигателей, авиационное реактивное топливо ДЖЕТ А ($788,0 \leq \rho_{15} \leq 838,7$)	594,54180	0,0000	0,0000
Дизельные топлива, мазуты, печные топлива ($838,7 \leq \rho_{15} \leq 1163,9$)	186,96960	0,48618	0,0000

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

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

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

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

Г.4 Коэффициент γ_t определяют по формуле

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Примечание – Операции по Г.6.1 ÷ Г.6.5 проводят для каждого измерения.

Г.7 Используя формулы (Г.1) ÷ (Г.4) и вычисленное значение $\rho_{15(k)}$ определяют значения $\text{CTL}_{ij}^{\text{пв}}$, $\text{CTL}_{ij}^{\text{тп}}$, $\text{CPL}_{ij}^{\text{пв}}$, $\text{CPL}_{ij}^{\text{тп}}$ 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 (Г.1), (Г.3), (Г.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 $\text{CTL}_{ij}^{\text{тп}}$, $\text{CPL}_{ij}^{\text{тп}}$: $t_v = \bar{t}_{ij}^{\text{тп}}$ ($t_v = \bar{t}_{ij}^{\text{тп}}$) и $P_v = \bar{P}_{ij}^{\text{тп}}$ ($P_v = \bar{P}_{ij}^{\text{тп}}$).

Примечание – Значения CTL и CPL допускается определять, используя алгоритмы, имеющиеся («защитые») в ИВК.

Приложение Д

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

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

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

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

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

Д.1.2 Для каждого измерения вычисляют соотношение по формуле

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

Д.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 Д.1 в зависимости от значения « n_j ».

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

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

Д.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 Д.1.1 ÷ Д.1.3.

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

n - 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 Д.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