

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

Заместитель директора
по развитию филиала ВНИИР –
филиала ФГУП «ВНИИМ
им. Д.И. Менделеева»



А.С. Тайбинский

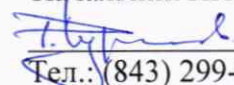
Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 101
ПСП ПНН «СКОВОРОДИНО»

Методика поверки

МП 1102-14-2020

Начальник НИО-14

 Р.Р. Нурмухаметов
Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2020

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Левина А.П.
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 101 ПСП ПНН «Сковородино» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверку СИКН проводят 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.

Если очередной срок поверки средств измерений (СИ) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	7.5	Да	Да

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

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 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» (установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ).

2.2 При проведении поверки СИ в составе СИКН применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 Требования квалификации поверителей

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».

4 Требования безопасности

4.1 При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда;
- в области промышленной безопасности;
- в области пожарной безопасности;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок;
- в области охраны окружающей среды.

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

4.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при проведении поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

4.4 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.

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

5 Условия поверки

5.1 Поверка СИКН проводится на месте ее эксплуатации.

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

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

Таблица 2 – Характеристики СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 550 до 2300
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Диапазон давления нефти, МПа	от 0,3 до 4,0
Показатели качества измеряемой среды: – вязкость кинематическая нефти, мм ² /с (сСт) – плотность нефти, кг/м ³ – температура нефти, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 5 до 30 от 815,0 до 885,0 от -2 до +40 1,0 900 0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	периодический

5.2 Определение относительной погрешности измерительного канала (ИК) объемного расхода измеряемой среды при комплектной поверке 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 геликоидных серии НТМ (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;

П р и м е ч а н и е – 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 должна находиться 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

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

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);

П р и м е ч а н и е – 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 ($Q_{\text{прот}}$, $\text{м}^3/\text{ч}$), где $Q_{\text{прот}}$ – расход, при котором проведена проверка ТПУ на отсутствие протечек и указан в протоколе последней поверки ТПУ.

5.3 При соблюдении условий 5.1, 5.2 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

6 Подготовка к поверке

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

6.2 Проверяют наличие действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя, и знаком поверки СИ, входящих в состав СИКН следующих СИ: преобразователей давления измерительных 3051 (регистрационные номера 14061-04, 14061-10), датчиков давления «Метран-100» (регистрационный номер 22235-01), датчиков температуры 644, 3144Р (регистрационный номер 39539-08), термопреобразователей сопротивления платиновых с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644 (регистрационный номер 27129-04), датчиков температуры Rosemount 644, Rosemount 3144Р (регистрационный номер 63889-16), преобразователей плотности и вязкости жидкости измерительных (мод. 7829) (регистрационный номер 15642-06), преобразователей плотности и вязкости FVM (регистрационный номер 62129-15), преобразователей плотности жидкости измерительных (мод. 7835) (регистрационные номера 15644-01, 15644-06), преобразователей плотности жидкости измерительных модели 7835 (регистрационный номер 52638-13), преобразователей плотности и расхода CDM (регистрационный номер 63515-16), влагомеров нефти поточных УДВН-1пм (регистрационные номера 14557-05, 14557-10, 14557-15), расходомеров UFM 3030 (регистрационные номера 32562-06, 32562-09), расходомеров-счетчиков ультразвуковых OPTISONIC 3400 (регистрационный номер 57762-14), комплексов измерительно-вычислительных ИМЦ-07 (далее – ИВК) (регистрационный номер 53852-13), манометров показывающих для точных измерений МПТИ (регистрационные номера 26803-06, 26803-11), манометров МП показывающих (регистрационный номер 28544-14), манометров показывающих МПю (регистрационный номер 47452-11), манометров МП показывающих и сигнализирующих (регистрационный номер 59554-14), манометров ФТ (регистрационный номер 60168-15), манометров для точных измерений типа МТИ (регистрационный номер 1844-63) и манометров показывающих ТМ (регистрационный номер 25913-08), термометров электронных «ЕхТ-01» (регистрационный номер 44307-10) и термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 (регистрационный номер 303-91), контроллеров программируемых SIMATIC S7-400 (регистрационные номера 15773-06, 15773-11), устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200 (регистрационный номер 22734-06) и серверов синхронизации времени ССВ-1Г (регистрационный номер 58301-14), на фактически установленные СИ, соответствующие описанию типа СИКН.

Результат проверки считают положительным, если СИ, указанные в п. 6.2, имеют действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя, и знаком поверки.

При отрицательном результате проверки наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя, и знаком поверки СИ, поверку СИКН прекращают.

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.

6.3 Перед началом определения относительной погрешности ИК объемного расхода измеряемой среды при комплектной поверке 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 1-3 раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска газ (воздух). Считают, что газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает струя нефти без газовых (воздушных) пузырьков.

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.

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

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.

7.2 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).

7.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО).

7.3.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

7.3.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство оператора. РХ.7000.01.02 РО».

Для просмотра версии ПО, контрольной суммы, общего времени работы и других сведений необходимо в строке меню выбрать «Контекстное меню» (3 вертикальных точки в правом верхнем углу экрана), затем выбрать пункт «О программе». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК.

7.3.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора.

Для определения идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН необходимо на мониторе нажать левой кнопкой мыши на эмблеме организации в правом верхнем углу, после чего на экране откроется панель, содержащая информацию о наименовании ПО, номере версии ПО, имени файла и его контрольной сумме.

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.

7.4 Опробование

7.4.1 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.

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

7.4.3 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.

7.5 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.

7.6 Определение метрологических характеристик

7.6.1 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода измеряемой среды при комплектной поверке.

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.

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

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

$$Q_j^{\text{пов}} = \frac{V_{\text{пр } ij}^{\text{ТПУ}} \times 3600}{T_{ij}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{пр } ij}^{\text{ТПУ}}$ – 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 $Q_j^{\text{пов}}$ допускается определять по формуле (3), используя вместимость калиброванного участка ТПУ, определенную для стандартных условий V_0 ($V_0 = V_0^{\text{пв}}$, м³) – из действующего свидетельства о поверке

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

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

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

$\bar{t}_{ij}^{\text{ТПУ}}$ – 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);

$\bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}}$ – среднее давление измеряемой среды в ТПУ 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 ТПУ для каждого прохода поршня по алгоритму: $\bar{a} = 0,5 \times (a_{\text{вх}} + a_{\text{вых}})$,

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

$a_{\text{вх}}$ и $a_{\text{вых}}$ – 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.

7.6.3 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):

- 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 ($\bar{t}_{ij}^{пв}$, °С) и давления ($\bar{P}_{ij}^{пв}$, МПа) нефти в ТПУ;
- ж) плотность нефти, измеренную поточным преобразователем плотности (ρ_{ij} , кг/м³);
- з) температуру нефти в поточном преобразователе плотности ($t_{ij}^{пв}$, °С);
- и) давление нефти в поточном преобразователе плотности ($P_{ij}^{пв}$);
- к) вязкость, измеренную поточным вискозиметром (ν_{ij} , сСт).

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

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

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

где $V_{ij}^{пв}$ – 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

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

где $CTL_{ij}^{пв}$, $CTL_{ij}^{ТПР}$ – 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.

$CPL_{ij}^{пв}$, $CPL_{ij}^{ТПР}$ – 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.

7.7.2 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).

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

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

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.

7.7.4 После исключения промаха (в точке расхода) выполняют одно дополнительное измерение и повторно проводят операции по 7.7.1 ÷ 7.7.3.

7.7.4 При соблюдении условия (8), в т.ч. и после выполнения операций по 7.7.4, проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

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

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

$$\varepsilon_{пд k} = t_{(P,n)} \times S_{пд k}, \quad (9)$$

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.

7.8.2 Определение систематической составляющей погрешности $\theta_{\Sigma пд k}$, % определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma пд k} = 1,1 \times \sqrt{(\delta_{пг})^2 + (\delta_{ивк})^2 + (\theta_t)^2 + (\theta_{апд k})^2}, \quad (10)$$

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

$\delta_{ивк}$ – 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);

$\theta_{апд k}$ – составляющая систематической погрешности, вызванная аппроксимацией коэффициента преобразования ТПР в k -м поддиапазоне расхода ($K_{пд k}$, имп/м³), % (определяют по формуле 11).

7.8.3 Составляющую систематической погрешности θ_t (%) вычисляют по формуле

$$\theta_t = \beta_{\max} \times \sqrt{(\Delta t_{тпг})^2 + (\Delta t_{пг})^2} \times 100, \quad (11)$$

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 $\Delta t_{\text{ТПУ}}$ – 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;

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

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

7.8.5 Определение относительной погрешности ТПР ($\delta_{\text{плк}}$, %), определяют

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

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

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

7.8.5.1 Допуск ТПР к дальнейшему применению

Проверяют выполнение условия в каждом поддиапазоне расхода по формуле

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

7.8.5.2 ИК объемного расхода с ТПР, применяемого в качестве рабочего и контрольно-резервного, применяемого в качестве резервного, к дальнейшему применению допускают, если выполняется условие (14) во всех поддиапазонах расхода.

7.8.5.3 При невыполнении условия (14) выясняют причины, устраняют их (при возможности) и проводят повторные операции согласно п. 7.2, 7.6, 7.7, 7.8. Рекомендуется:

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

7.8.5.4 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.

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

7.9.1 Проверяют соответствие условий, изложенных в разделах 2,3 и 4, проводят операции по разделу 5, 6 и п.7.2 для контрольно-резервного ТПР, после чего определяют его метрологические характеристики.

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

7.9.3 Проводят операции по 7.6.2 применительно к контрольно-резервному ТПР.

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

7.9.4 Проводят обработку результатов измерений, полученных по 7.9.3.

7.9.5 Определяют коэффициенты преобразований, проводя операции по 7.7.1 и 7.7.2 применительно к контрольно-резервному ТПР.

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

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

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

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

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

где $S_j^{кон}$ - значение СКО, определенное по 7.9.6 [формула (15)].

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

$$\theta_{\Sigma j}^{кон} = 1,1 \times \sqrt{(\delta_{пу})^2 + (\delta_{сои}^{(K)})^2 + (\theta_t)^2} \quad (17)$$

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 контрольно-резервного ТПР.

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

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

7.9.11 Проверяют выполнение условия:

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

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

7.9.13 В случае невыполнения условия (19) ТПР к дальнейшему применению в качестве контрольно-резервного не допускают.

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

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

7.9.15 Для исключения возможности несанкционированного доступа на элементы корпуса ТПР устанавливают пломбы, несущие на себе оттиск знака поверки, в соответствии с МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок». В память ИВК, входящего в состав СИКН, устанавливают значения коэффициентов преобразования ТПР.

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

7.10.1 Проверяют выполнение следующих условий:

- получения положительных результатов по п. 7.6.1-7.9.14;
- наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на следующие СИ: преобразователей давления измерительных 3051 (регистрационные номера 14061-04, 14061-10), датчиков давления «Метран-100» (регистрационный номер 22235-01), датчиков температуры 644, 3144Р (регистрационный номер 39539-08), термопреобразователей сопротивления платиновых с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644 (регистрационный номер 27129-04), датчиков температуры Rosemount 644, Rosemount 3144Р (регистрационный номер 63889-16), преобразователей плотности и вязкости жидкости измерительных (мод. 7829) (регистрационный номер 15642-06), преобразователей плотности и вязкости FVM (регистрационный номер 62129-15), преобразователей плотности жидкости измерительных (мод. 7835) (регистрационные номера 15644-01, 15644-06), преобразователей плотности жидкости измерительных модели 7835 (регистрационный номер 52638-13), преобразователей плотности и расхода CDM (регистрационный номер 63515-16), влагомеров нефти поточных УДВН-1пм (регистрационные номера 14557-05, 14557-10, 14557-15), расходомеров UFM 3030 (регистрационные номера 32562-06, 32562-09), расходомеров-счетчиков ультразвуковых OPTISONIC 3400 (регистрационный номер 57762-14), комплексов измерительно-вычислительных ИМЦ-07 (далее – ИВК) (регистрационный номер 53852-13), манометров показывающих для точных измерений МПТИ (регистрационные номера 26803-06, 26803-11), манометров МП показывающих (регистрационный номер 28544-14), манометров показывающих МПю (регистрационный номер 47452-11), манометров МП показывающих и сигнализирующих (регистрационный номер 59554-14), манометров ФТ (регистрационный номер 60168-15), манометров для точных измерений типа МТИ (регистрационный номер 1844-63) и манометров показывающих ТМ (регистрационный номер 25913-08), термометров электронных «ЕхТ-01» (регистрационный номер 44307-10) и термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 (регистрационный номер 303-91), контроллеров программируемых SIMATIC S7-400 (регистрационные номера 15773-06, 15773-11), устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200 (регистрационный номер 22734-06) и серверов синхронизации времени ССВ-1Г (регистрационный номер 58301-14), на фактически установленные СИ, соответствующие описанию типа СИКН.

7.10.2 При выполнении условий п. 7.10.1 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.

7.10.3 При невыполнении условий п. 7.10.1 поверку СИКН прекращают.

8 Оформление результатов поверки

8.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в Приложении А. К протоколу поверки СИКН дополнительно прикладываются действующие результаты определения относительной погрешности измерительного канала объемного расхода нефти по форме, приведенной в Приложении А1.

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

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – порядок проведения поверки).

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают:

- диапазон измерений расхода СИКН;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти СИКН.

8.3 Особенности конструкции СИКН препятствуют нанесению на нее знака поверки. Знак поверки в виде оттиска клейма поверителя наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Измерительные компоненты являются автономными измерительными блоками, заводские номера которых приводятся в Приложении с соответствующей отметкой в свидетельстве о поверке.

8.4 При отрицательных результатах поверки СИКН оформляют извещение о непригодности в соответствии с порядком проведения поверки.

9 Точность представления результатов измерений и вычислений в результатах определения относительной погрешности измерительного канала объемного расхода нефти

Значения расхода ($\text{м}^3/\text{ч}$) записывают после округления до одного знака после запятой.

Количество импульсов (N , имп) измеряют и записывают с двумя знаками после запятой (т.е. с долями периодов), если $N < 10\,000$. При $N > 10\,000$ допускается значение N записывать без долей периодов.

Значения давления (МПа) и температуры ($^{\circ}\text{C}$) рабочей жидкости записывают после округления до двух знаков после запятой.

Объемы рабочей жидкости, измеренные ТПУ, (значения вместимостей калиброванного участка ТПУ), м^3 записывают после округления до шести значащих цифр.

Значения плотности рабочей жидкости ($\text{кг}/\text{м}^3$) записывают после округления до пяти значащих цифр.

Вязкость записывают после округления её значения до одного знака после запятой - только для нефти.

Коэффициент(ы) преобразования ТПР ($\text{имп}/\text{м}^3$) записывают после округления его (их) значения(й), исходя от количества знаков, вводимых в память СОИ, используемой в составе СИКН.

Значения СКО (%) и погрешностей (%) записывают после округления до трех знаков после запятой.

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

A.1 Внешний осмотр: _____ (соответствует/не соответствует 7.1)

A.2 Подтверждение соответствия ПО: _____ (соответствует/не соответствует 7.2)

A.3 Опробование: _____ (соответствует/не соответствует 7.3)

A.4 Определение метрологических характеристик: _____ (соответствует/не соответствует 7.6)

A.4.1 Относительная погрешность измерений ИК объемного расхода нефти установленным в 7.6.1 пределах: _____ (соответствует/не соответствует).

A.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто (нетто) нефти СИКН:

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в 7.10.2 пределах: _____ (соответствует/не соответствует)

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в 7.10.2 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

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

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

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

Таблица 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 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									

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_i^{ny}), значения модуля упругости (Е) материала стенок ТПУ

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

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

Материал стенок ТПУ	Значения α_i^{ny} , °C ⁻¹	Значения Е, 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 Е 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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 $\text{CTL}_{ij}^{\text{пв}}$, $\text{CTL}_{ij}^{\text{тпв}}$, $\text{CPL}_{ij}^{\text{пв}}$, $\text{CPL}_{ij}^{\text{тпв}}$ 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 (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 $\text{CTL}_{ij}^{\text{тпв}}$, $\text{CPL}_{ij}^{\text{тпв}}$: $t_v = t_{ij}^{\text{тпв}}$ ($t_v = \bar{t}_{ij}^{\text{тпв}}$) и $P_v = P_{ij}^{\text{тпв}}$ ($P_v = \bar{P}_{ij}^{\text{тпв}}$).

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