

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель
директора по развитию



А.С. Тайбинский

25 октября 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 727

Методика поверки

МП 0959-14-2019

Начальник НИО-14

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 727 (далее – СИКН) и устанавливает объем, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок СИКН на месте ее эксплуатации.

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

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельных измерительных каналов в соответствии с заявлением владельца СИКН, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке СИКН информации об объеме проведенной поверки.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

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

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	6.4	Да	Да

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

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2 разряда по части 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256.

Примечание – В качестве рабочего эталона 2 разряда применяют установку поверочную трубопоршневую двунаправленную (далее – ТПУ), с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность определения МХ ИК объемного расхода во всем диапазоне измерений, и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,10\%$.

2.2 Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП), входящий в состав СИКН, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м³.

2.3 Средства измерений давления с унифицированным выходным сигналом (далее – преобразователи давления) с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5\%$.

Примечание – Допускается применять манометры класса точности 0,6.

2.4 Средства измерений температуры с унифицированным выходным сигналом (далее – преобразователи температуры) и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

Примечание – Допускается применять термометры ртутные стеклянные с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

2.5 Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования $\pm 0,25$ %.

2.6 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений (СИ) с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1,2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

4 Условия поверки

4.1 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.

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

4.3 Соответствие параметров измеряемой среды, указанных в таблице 2, проверяют по данным паспортов качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 400 до 14400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
Избыточное давление, МПа, не более	1,6

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Температура, °С	от +5 до +40
Плотность измеряемой среды при температуре +20 °С и избыточном давлении 0 МПа, кг/м ³	от 850 до 895
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 2 до 60
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля серы, %, не более	1,80
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Содержание свободного газа	не допускается

4.4 При определении метрологических характеристик (МХ) измерительного канала (ИК) объемного расхода соблюдают следующие условия:

- определение МХ проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий;
- отклонение объемного расхода измеряемой среды от установленного значения в процессе определения МХ не должно превышать 2,5 %;
- изменение температуры измеряемой среды в ТПУ и в преобразователе расхода жидкости турбинном HELIFLU TZ-N с Ду 400 мм, входящего в состав ИК объемного расхода (далее – ТПР) за время измерения не должно превышать 0,2 °С;
- температура, влажность окружающей среды и параметры измеряемой среды соответствуют условиям эксплуатации СИКН;
- диапазоны рабочего давления и объемного расхода определяются типоразмером ТПР, рабочим диапазоном объемного расхода ТПУ и технологическими требованиями;
- содержание свободного газа не допускается;
- для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после ТПР, P_{\min} , МПа, должно быть не менее вычисленного по формуле

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

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

ΔP – перепад давления на ТПР, указанный в технической документации, МПа.

4.5 Регулирование объемного расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе ТПУ и (или) на измерительных линиях. Допускается вместо регуляторов расхода использовать запорную арматуру.

5 Подготовка к поверке

5.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

5.2 Проверяют наличие действующих знаков поверки, нанесенных на СИ и (или)

свидетельства о поверке и (или) паспорта (формуляры) на средства поверки.

5.3 Проверяют правильность монтажа ТПУ, СИ, применяемых при определении МХ, и ТПР.

5.4 Подготавливают ТПУ и СИ, применяемые при определении МХ, согласно указаниям технической документации.

5.5 Вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов определения МХ.

5.6 Проверяют отсутствие газа в измерительной линии с ТПР и ТПУ, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают объемный расход измеряемой среды в пределах диапазона измерений ТПР и открывают краны, расположенные в высших точках измерительной линии и ТПУ. Проводят 1-3 раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска газ. Считают, что газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает струя измеряемой среды без газовых пузырьков.

5.7 При рабочем давлении проверяют герметичность системы, состоящей из ТПР и ТПУ. При этом не допускается появление капель или утечек измеряемой среды через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин.

5.8 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки измеряемой среды, влияющие на результаты измерений при определении МХ.

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

5.10 Проверяют стабильность температуры измеряемой среды. Температуру измеряемой среды считают стабильной, если ее изменение в ТПУ и в ТПР не превышает 0,2 °С за время измерения.

5.11 Определяют плотность измеряемой среды за время определения МХ с помощью ПП или в испытательной лаборатории по ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» с учетом Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов».

5.12 Определяют кинематическую вязкость измеряемой среды за время определения МХ с помощью преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительного модели 7829, входящего в состав СИКН, или в испытательной лаборатории по ГОСТ 33-2016 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости».

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

6.1.2 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

6.1.3 При проверке внешнего вида должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих их применению;

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

6.1.4 При внешнем осмотре ИК объемного расхода устанавливают соответствие ТПР, входящего в состав ИК, следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в технической документации;

- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;

- надписи и обозначения на ТПР четкие и соответствуют требованиям технической документации.

6.1.5 СИКН не прошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН.

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 (далее – ИВК) проводят в следующей последовательности:

- включить питание ИВК, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК основного меню или войти в основное меню;

- в основном меню выбрать пункт «ПРОСМОТР 2»;

- выбрать пункт меню «ВЕРСИЯ ПРОГРАММЫ»;

- на экране отобразятся идентификационные данные ПО.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы «Rate АРМ оператора УУН» проводят в следующей последовательности:

- в верхней части главного окна программы необходимо нажать вкладку «Версия»;
- в открывшемся окне нажать вкладку «Получить данные по библиотеке», после чего отобразятся идентификационные данные.

6.3 Опробование

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

- проверяется наличие электропитания элементов СИКН и средств поверки;
- проверяется 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;
- проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;
- используя печатающее устройство с компьютера АРМ оператора СИКН, распечатываются пробные отчеты (протоколы поверки и др. отчеты).

6.3.2 Проверяют герметичность СИКН.

На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

6.3.3 Опробование при определении МХ ИК объемного расхода

6.3.3.1 Опробование ТПР проводят совместно с эталонами и средствами измерений, применяемыми при определении МХ ИК объемного расхода.

6.3.3.2 Устанавливают объемный расход измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений расхода ТПР.

6.3.3.3 Наблюдают на дисплее ИВК значения следующих параметров:

- частоты выходного сигнала ТПР;
- объемного расхода измеряемой среды;
- температуры и давления измеряемой среды в ТПР;
- температуры и давления измеряемой среды на входе и выходе ТПУ;
- кинематической вязкости измеряемой среды;
- плотности, температуры и давления измеряемой среды в ПП.

6.3.3.4 Запускают поршень ТПУ. При срабатывании первого детектора наблюдают за началом отсчета импульсов выходного сигнала ТПР, при срабатывании второго детектора - за окончанием отсчета импульсов. Для двунаправленных ТПУ проводят те же операции при движении поршня в обратном направлении.

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Определение МХ ИК объемного расхода.

При определении МХ ИК объемного расхода определяют следующие МХ:

- коэффициенты преобразования ТПР в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода;
- границы относительной погрешности ИК объемного расхода в рабочем диапазоне измерений объемного расхода.

Определение МХ проводят не менее чем в трёх точках рабочего диапазона измерений объемного расхода. Значения объемного расхода (точки рабочего диапазона) рекомендуется выбирать с интервалом не более 20 % от максимального значения объемного расхода ТПР. В каждой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода для ТПР проводят не менее пяти измерений.

Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

Для определения коэффициента преобразования ТПР устанавливают выбранное значение объемного расхода по показаниям ТПР и проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного объемного расхода. Запускают поршень ТПУ. При срабатывании второго детектора регистрируют время между срабатываниями первого и второго детекторов, количество импульсов выходного сигнала ТПР. Объемный расход измеряемой среды через ТПР вычисляют по формуле (7). При необходимости проводят корректировку значения объемного расхода регулятором расхода или запорной арматурой.

После стабилизации объемного расхода в соответствии с 4.4 (второе перечисление) и стабилизации температуры измеряемой среды в соответствии с п.4.4 (третье перечисление) проводят необходимое количество измерений. Запускают поршень ТПУ. При срабатывании первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала ТПР и времени, при срабатывании второго детектора – заканчивает. Если количество импульсов выходного сигнала ТПР за время между срабатываниями детекторов ТПУ меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями. Для определения средних значений за время измерения ИВК периодически фиксирует значения следующих параметров:

- температуры измеряемой среды на входе и выходе ТПУ;
- давления измеряемой среды на входе и выходе ТПУ;
- температуры измеряемой среды в ТПР;
- давления измеряемой среды в ТПР;
- плотность измеряемой среды, измеренную ПП;
- температуру измеряемой среды в ПП;
- давление измеряемой среды в ПП;
- кинематическую вязкость измеряемой среды, измеренную ПВ.

При использовании термометров и манометров с визуальным отсчетом допускается фиксировать температуру и давление один раз за время измерения. Для однонаправленной ТПУ прохождение поршня от одного детектора до другого принимают за одно измерение. Если для двунаправленной ТПУ определена вместимость калиброванного участка как сумма вместимостей в обоих направлениях, то за одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в

прямом и обратном направлениях суммируют. Если для двунаправленной ТПУ определена вместимость калиброванного участка для каждого направления, то за одно измерение принимают движение поршня в каждом направлении. При наличии у ТПУ второй пары детекторов допускается использовать обе пары детекторов.

Результаты измерений заносят в протокол, рекомендуемая форма которого приведена в приложении А. Допускается в таблицах протокола удалять ненужные и добавлять необходимые столбцы и строки. При заполнении протокола полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерения	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Объем	м ³	-	6
Температура	°С	2	-
Давление	МПа	2	-
Плотность	кг/м ³	1	-
Кинематическая вязкость	мм ² /с	1	-
Количество импульсов	имп	-	5
Интервал времени	с	2	-
Погрешность, СКО	%	3	-
Коэффициент преобразования	имп/м ³	-	5
Коэффициент объемного расширения	1/°С	6	-

Примечание – если количество цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр, то число округляют до целого

6.4.1.1 Обработка результатов измерений

6.4.1.1.1 Объем измеряемой среды, прошедшей через ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, V_{ji} , м³, вычисляют по формулам

$$V_{ji} = V_0 \cdot CTS_{ji} \cdot CPS_{ji} \cdot \frac{CTL_{ПМji} \cdot CPL_{ПМji}}{CTL_{ПРji} \cdot CPL_{ПРji}}, \quad (2)$$

$$CTS_{ji} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{ПМji} - t_0), \quad (3)$$

$$CPS_{ji} = \begin{cases} 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{ПМji} \cdot D}{E \cdot S} & \text{вариант 1} \\ 1 + \frac{P_{ПМji} \cdot D}{E \cdot S} & \text{вариант 2} \end{cases}, \quad (4)$$

$$t_{ПМji} = \frac{t_{ВхПМji} \cdot t_{ВыхПМji}}{2}, \quad (5)$$

$$P_{ПМji} = \frac{P_{ВхПМji} \cdot P_{ВыхПМji}}{2}, \quad (6)$$

где V_0 – вместимость калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях (температуре 15 °С или 20 °С и избыточном давлении 0 МПа), м³;

CTS_{ji} – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ТПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;

CPS_{ji} – коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ТПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вариант вычислений выбирают в соответствии с методикой, по которой проведена поверка ТПУ);

$CTL_{ПТ\text{ji}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, определенный для температуры измеряемой среды в ТПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по Приложению Б);

$CPL_{ПТ\text{ji}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определенный для давления измеряемой среды в ТПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по Приложению Б);

$CTL_{ПР\text{ji}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, определенный для температуры измеряемой среды в ТПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по Приложению Б);

$CPL_{ПР\text{ji}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определенный для давления измеряемой среды в ТПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по Приложению Б);

α_i – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ или определяют по таблице Г.2 Приложения Г), $1/^\circ\text{C}$;

$t_{ПТ\text{ji}}$ – температура измеряемой среды в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $^\circ\text{C}$;

$t_{Вх\text{ПТ}\text{ji}}, t_{Вых\text{ПТ}\text{ji}}$ – температура измеряемой среды на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $^\circ\text{C}$;

$P_{ПТ\text{ji}}$ – давление измеряемой среды в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;

$P_{Вх\text{ПТ}\text{ji}}, P_{Вых\text{ПТ}\text{ji}}$ – давление измеряемой среды на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;

D – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ), мм;

S – толщина стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ), мм;

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ или определяют по таблице Г.2. Приложения Г), МПа.

6.4.1.1.2 Объемный расход измеряемой среды через ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_{ji} , $\text{м}^3/\text{ч}$, вычисляют по формуле

$$Q_{ji} = \frac{V_{ji}}{T_{ji}} \cdot 3600, \quad (7)$$

где V_{ji} – объем измеряемой среды, прошедший через ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м^3 ;

T_{ji} – время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, с.

6.4.1.1.3 Объемный расход измеряемой среды через ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_j , м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j}, \quad (8)$$

где Q_{ji} – объемный расход измеряемой среды через ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м³/ч

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

6.4.1.1.4 Нижний и верхний предел рабочего диапазона измерений объемного расхода Q_{\min} , Q_{\max} , м³/ч, вычисляют по формулам

$$Q_{\min} = \min(Q_j), \quad (9)$$

$$Q_{\max} = \max(Q_j), \quad (10)$$

где Q_j – объемный расход измеряемой среды через ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м³/ч.

6.4.1.1.5 Частоту выходного сигнала ТПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, f_{ji} , Гц, вычисляют по формуле

$$f_{ji} = \frac{N_{ji}}{T_{ji}}, \quad (11)$$

где N_{ji} – количество импульсов от ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп.;

T_{ji} – время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, с.

6.4.1.1.6 Частоту выходного сигнала ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, f_j , Гц, вычисляют по формуле

$$f_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} f_{ji}}{n_j}, \quad (12)$$

где f_{ji} – частота выходного сигнала ТПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Гц;

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

6.4.1.1.7 Коэффициент преобразования ТПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, K_{ji} , имп/м³, вычисляют по формуле

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{ji}}, \quad (13)$$

где N_{ji} – количество импульсов от ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп.;

V_{ji} – объем измеряемой среды, прошедший через ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м³;

6.4.1.1.8 Коэффициент преобразования ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, K_j , имп/м³, вычисляют по формуле

$$K_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{ji}}{n_j}, \quad (14)$$

где K_{ji} – коэффициент преобразования ТПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³;

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

6.4.1.1.9 Среднее значение кинематической вязкости измеряемой среды за время определения МХ, ν , мм²/с, вычисляют по формуле

$$\nu = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \nu_{ji}}{\sum_{j=1}^m n_j} & \text{при наличии ПВ} \\ \frac{\nu_H + \nu_K}{2} & \text{при отсутствии ПВ} \end{cases}, \quad (15)$$

где ν_{ji} – кинематическая вязкость измеряемой среды для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, мм²/с;

m – количество точек расхода;

ν_H, ν_K – кинематическая вязкость измеряемой среды, определенная в испытательной лаборатории в начале и в конце определения МХ, мм²/с.

6.4.1.1.10 Нижний и верхний пределы рабочего диапазона кинематической вязкости измеряемой среды ν_{\min}, ν_{\max} , мм²/с, определяют по описанию типа или по техническим и нормативным документам, или вычисляют по формулам

$$\nu_{\min} = \nu - \Delta\nu, \quad (16)$$

$$\nu_{\max} = \nu + \Delta\nu, \quad (17)$$

где ν – среднее значение кинематической вязкости измеряемой среды за время определения МХ, мм²/с

$\Delta\nu$ – допускаемый предел изменения кинематической вязкости измеряемой среды, установленный для данного типа ТПР (берут из описания типа или технической и нормативной документации), мм²/с;

Примечание – При $\nu_{\min} < 0$ принимают $\nu_{\min} = 0$.

6.4.1.1.11 Оценка СКО результатов измерений

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, S_j , %, вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{(n_j - 1)}} \cdot \frac{1}{K_j} \cdot 100. \quad (18)$$

где K_j – коэффициент преобразования ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³;

K_{ji} – коэффициент преобразования ТПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³;

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

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,02 \quad (19)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений. При невыполнении данного условия выявляют наличие промахов в полученных результатах измерений, согласно Приложения Г. Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение данного условия и повторно проводят измерения.

6.4.1.1.12 Границу неисключенной систематической погрешности ТПР, Θ_Σ , %, вычисляют по формулам

$$\Theta_\Sigma = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2}, \quad (20)$$

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{ПУ}^2 + \Delta t_{ПП}^2}, \quad (21)$$

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ji}), \quad (22)$$

$$\Theta_A = \max\left(0,5 \cdot \left| \frac{K_j - K_{j+1}}{K_j + K_{j+1}} \right| \cdot 100\right), \quad (23)$$

$$\Theta_{ИВК} = \delta_{ИВК}, \quad (24)$$

где $\Theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ТПУ (берут из свидетельства или протокола поверки ТПУ), %;

Θ_{V0} – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ (берут из свидетельства или протокола поверки ТПУ; для ТПУ с двумя парами детекторов берут наибольшее значение), %;

Θ_t – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры измеряемой среды в ТПУ и ТПР, %;

β_{\max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды за время определения МХ ТПР, 1/°С;

β_{ji} – коэффициент объемного расширения измеряемой среды при температуре $t_{ПУji}$, °С, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по Приложению Б или определяют по Р 50.2.076), 1/°С;

$\Delta t_{ПУ}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры, установленных в ТПУ (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), °С;

$\Delta t_{ПР}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ТПР (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), °С;

Θ_A – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной кусочно-линейной аппроксимацией градуировочной характеристики ТПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

$\Theta_{ИВК}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, %;

$\delta_{ИВК}$ – пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования ИВК (берут из свидетельства или протокола поверки ИВК), %.

6.4.1.1.13 СКО среднего значения результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, S_{0j} , %, вычисляют по формуле

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}. \quad (25)$$

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

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

6.4.1.1.14 Границу случайной погрешности ТПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода при доверительной вероятности $P=0,95$, ε , %, вычисляют по формулам

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j). \quad (26)$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}. \quad (27)$$

где S_{0j} – СКО среднего значения результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, %

$t_{0,95j}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений n_j в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (определяют по таблице Г.1 Приложения Г).

6.4.1.1.15 СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений объемного расхода S_0 , %, принимают равным значению СКО среднего значения результатов измерений S_{0j} , %, в точке рабочего диапазона измерений объемного расхода с максимальным значением границы случайной погрешности ε_j , %.

6.4.1.1.16 Границу относительной погрешности ИК объемного расхода в рабочем диапазоне измерений объемного расхода δ , %, определяют по формулам

$$\delta = \begin{cases} \varepsilon & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} < 8 \\ t_\Sigma \cdot S_\Sigma & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} \leq 8, \\ \Theta_\Sigma & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} > 8 \end{cases} \quad (28)$$

$$t_\Sigma = \frac{\varepsilon + \Theta_\Sigma}{S_0 + S_\Theta}, \quad (29)$$

$$S_\Sigma = \sqrt{S_\Theta^2 + S_0^2}, \quad (30)$$

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_I^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2}{3}}, \quad (31)$$

где t_{Σ} – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей, %;

S_{Σ} – суммарное СКО результатов измерений в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

S_{Θ} – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %.

6.4.1.2 Оценивание относительной погрешности ИК объемного расхода

ИК объемного расхода допускается к применению при выполнении условия

$$\delta \leq 0,15 \%. \quad (32)$$

Если условие не выполняются, то рекомендуется:

- увеличить количество точек в рабочем диапазоне измерений объемного расхода;
- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода;

- уменьшить рабочий диапазон измерений объемного расхода.

При повторном невыполнении данных условий определение МХ прекращают.

Примечание – Определение относительной погрешности ИК объемного расхода и обработка результатов измерений соответствует алгоритму, приведенному в МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки».

6.4.2 Проверяют наличие действующих знаков поверки, нанесенных на СИ (измерительные компоненты) и (или) свидетельства о поверке и (или) паспорта (формуляры) следующих СИ (измерительных компонентов), входящих в состав СИКН: термопреобразователей сопротивления платиновых серии 65, преобразователей измерительных 644 к датчикам температуры, преобразователей измерительных 644, преобразователей давления измерительных 3051, преобразователей плотности жидкости измерительных модели 7835 (далее – ПП), преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительного модели 7829, влагомеров нефти поточных УДВН-1пм, счетчика жидкости турбинного CRA/MRT 97, ИВК.

Вышеприведенные СИ (измерительные компоненты) на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ (измерительных компонентов).

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН δM_B , %, в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений» при косвенном методе динамических измерений и измерении объема нефти с применением ИК объемного расхода и плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного плотномера при приведении результатов измерений объема и плотности нефти к стандартным условиям вычисляют по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + 10^4 \cdot \beta^2 \cdot \Delta T_{\rho}^2) + 10^4 \cdot \beta^2 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (33)$$

где δV – относительная погрешность измерений объема нефти, %. За δ_V принимают относительную погрешность УПР, входящего в ИК объемного расхода.

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}, \quad (34)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$;

T_v, T_ρ – температура нефти при измерениях объема и плотности нефти соответственно, $^\circ\text{C}$;

$\delta\rho$ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного преобразователя плотности, %, вычисляют по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \cdot 100 \quad (35)$$

где $\Delta\rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП или ареометра, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ_{\min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\Delta T_\rho, \Delta T_v$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях их плотности и объема соответственно, $^\circ\text{C}$;

δN – пределы допускаемой относительной погрешности СОИ, %.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.4.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (36)$$

где ΔW_{MB} – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляют по формуле (41); при измерении объемной доли воды влагомером вычисляют по формуле

$$\Delta W_{MB} = \frac{\left(\Delta\varphi_{осн} + \left(\Delta\varphi_{дон} \cdot \frac{t - t_{ном}}{10}\right)\right) \cdot \rho_B}{\rho_H} \quad (37)$$

где $\Delta\varphi_{осн}$ – основная абсолютная погрешность влагомера, %;

$\Delta\varphi_{дон}$ – дополнительная абсолютная погрешность влагомера, связанная с отклонением температуры нефти на каждые 10°C %. При отсутствии в описании типа дополнительной погрешности значение $\Delta\varphi_{дон}$ принимают равной 0;

t – температура нефти в месте измерений объемной доли воды в нефти, $^\circ\text{C}$;

$t_{ном}$ – номинальная температура, приведенная в описании типа влагомера, $^\circ\text{C}$;

ρ_B – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ_H – плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды в нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_i}, \quad (38)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³;

ρ_i – плотность нефти при температуре измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, кг/м³.

W_{MB} – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории, %, при измерении объемной доли воды влагомером массовая доля воды в нефти вычисляется по формуле

$$W_{MB} = \frac{\varphi_{ПВ} \cdot \rho_{В}}{\rho_{Н}}, \quad (39)$$

где $\varphi_{ПВ}$ – объемная доля воды в нефти, измеренная влагомером, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенная в лаборатории;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная в лаборатории, вычисляют по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_i}, \quad (40)$$

где φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности $P=0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (41)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

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

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом поверки, рекомендуемая форма которого приведена в Приложении А.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН по форме Приложения 1 «Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

На обратной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выдают извещение о непригодности к применению по форме Приложения 2 «Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование средства измерений: _____
 Тип, модель, изготовитель: _____
 Заводской номер: _____
 Владелец: _____
 Наименование и адрес заказчика: _____
 Методика поверки: _____
 Место проведения поверки: _____
 Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр (п.6.1): _____
 (соответствует/не соответствует)

2. Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН (п.6.2):

 (соответствует/не соответствует)

3. Опробование (п.6.3): _____
 (соответствует/не соответствует)

4. Определение (контроль) метрологических характеристик

4.1 Определение МХ ИК объемного расхода (п.6.4.1)

4.1.1 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода № _____

ТПР: Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

ТПУ: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Измеряемая среда нефть Вязкость, мм²/с _____

Таблица 4.1.1 – Исходные данные

Детекторы	V_0 , м ³	D , мм	s , мм	E , МПа	α_t , 1/°C	$\Theta_{\Sigma 0}$, %	Θ_{V0} , %	$\Delta t_{ПУ}$, °C	$\Delta t_{ПР}$, °C	$\delta_{ИВК}$, %	Δv , мм/с ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 4.1.2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ / № изм	Q_{ji} , М ³ / ч	Детекто ры	T_{ji} , °C	$t_{ПУji}$, °C	$P_{ПУji}$, МПа	$\rho_{ППji}$, кг/ М ³	$t_{ППji}$, °C	$P_{ППji}$, МПа	β_{ji} , 1/°C	v_{ji} , мм/ с ²	$t_{ПРji}$, °C	$P_{ПРji}$, М Па	f_{ji} , Гц	N_{ji} , им п	K_{ji} , имп/ М ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1/1															
...
1/n															
...
m/1															
...
m/n															
m															

Таблица 4.1.3 – Результаты определения МХ в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_j , М ³ /ч	f_j , Гц	K_j , имп/М ³	S_j , %	n_j	S_{0j} , %	$t_{0,95j}$	ε_j , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...
m								

Таблица 4.1.4 – Результаты определения МХ в рабочем диапазоне

Q_{min} , М ³ /ч	Q_{max} , М ³ /ч	v_{min} , мм/с ²	v_{max} , мм/с ²	S_0 , %	ε , %	Θ_A , %	Θ_t , %	Θ_Σ , %	$\delta_{ИВК}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Относительная погрешность ИК объемного расхода не превышает $\pm 0,15$ %.

4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (п.6.4.3)

Таблица 4.2.1 – Результаты измерений и вычислений

δV , %	G	T_v , °C	T_ρ , °C	β , 1/°C	$\Delta \rho$, кг/М ³	ρ_{min} , кг/М ³	$\delta \rho$, %	ΔT_v , °C	ΔT_ρ , °C	δN , %	δM_B , %

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН не превышает $\pm 0,25$ %.

4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН (п.6.4.4)

Таблица 4.3.1 – Результаты измерений и вычислений

W_B , %	W_{XC} , %	$W_{МП}$, %	ΔW_B , %	ΔW_{XC} , %	$\Delta W_{МП}$, %	δM_H , %

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН не превышает $\pm 0,35$ %.

Дата
поверки _____

должность лица,
проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Приложение Б

Определение коэффициентов CTL и CPL

Б.1 Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL , учитывающего влияние температуры на объем измеряемой среды вычисляют по формулам

$$CTL = \exp\left[-\beta_{15} \cdot (t-15) \cdot (1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (t-15))\right], \quad (\text{Б.1})$$

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

где ρ_{15} – значение плотности измеряемой среды при температуре 15 °С и избыточном давлении 0 МПа, кг/м³;

t – значение температуры измеряемой среды, °С;

β_{15} – значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды при температуре 15 °С и избыточном давлении 0 МПа, 1/°С.

Б.2 Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL , учитывающего влияние давления на объем измеряемой среды вычисляют по формулам

$$CPL = \frac{1}{1 - \gamma \cdot P}, \quad (\text{Б.3})$$

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

где ρ_{15} – значение плотности измеряемой среды при температуре 15 °С и избыточном давлении 0 МПа, кг/м³;

t – значение температуры измеряемой среды, °С;

P – значение избыточного давления измеряемой среды, МПа.

Б.3 Определение коэффициента β

Значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды, β , 1/°С, вычисляют по формуле

$$\beta = \beta_{15} + 1,6 \cdot \beta_{15}^2 \cdot (t-15), \quad (\text{Б.5})$$

где β_{15} – значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды при температуре 15 °С и избыточном давлении 0 МПа, 1/°С;

t – значение температуры измеряемой среды, при которой определяется коэффициент объемного расширения измеряемой среды, °С.

Б.4 Определение плотности ρ_{15}

Значение плотности измеряемой среды при температуре 15 °С и избыточном давлении 0 МПа, ρ_{15} , кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{ПП}}{CTL_{ПП} \cdot CPL_{ПП}}, \quad (\text{Б.6})$$

где $\rho_{ПП}$ – значение плотности измеряемой среды в ПП, кг/м³;

$CTL_{ПП}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды,

определенный для $t_{пп}$ и ρ_{15} ;

$CPL_{пп}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определенный для $t_{пп}$, $P_{пп}$ и ρ_{15} .

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

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

Вычисляют значение $\rho_{15(1)}$, кг/м³, по формуле

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(1)} \cdot CPL_{пп(1)}}. \quad (B.7)$$

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

Вычисляют значение $\rho_{15(2)}$, кг/м³, по формуле

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(2)} \cdot CPL_{пп(2)}}. \quad (B.8)$$

Аналогично вычисляют значения $CTL_{пп(i)}$, $CPL_{пп(i)}$ и $\rho_{15(i)}$ для i -го цикла вычислений и проверяют выполнение условия

$$|\rho_{15(i+1)} - \rho_{15(i)}| \leq 0,01. \quad (B.9)$$

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

Приложение В

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении метрологических характеристик.

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода, S_{Kj} , вычисляют по формуле

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}}, \quad (\text{В.1})$$

где K_{ji} – значение коэффициента преобразования для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м^3 ;

K_j – значение коэффициента преобразования в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м^3 ;

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

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

Вычисляют наиболее выделяющееся соотношение U по формуле

$$U = \max \left(\left| \frac{K_{ji} - K_j}{S_{Kj}} \right| \right), \quad (\text{В.2})$$

Если значение U больше или равно значению h , взятому из таблицы В.1, то результат измерения должен быть исключен как промах.

Таблица В.1 - Критические значения для критерия Граббса

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

Приложение Г

Справочные материалы

Г.1 Квантиль распределения Стьюдента

Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{0,95}$ при доверительной вероятности $P=0,95$ в зависимости от количества измерений приведены в таблице Г.1.

Таблица Г.1 - Значения квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P=0,95$

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

Г.2 Коэффициенты расширения и модули упругости

Значения коэффициентов линейного расширения и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ТПУ в зависимости от материала приведены в таблице Г.2.

Таблица Г.2 - Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материалов стенок калиброванного участка ТПУ

Материал стенок ТПУ	$\alpha_l, 1/^\circ\text{C}$	$E, \text{МПа}$
Сталь углеродистая	$1,12 \cdot 10^{-5}$	$2,07 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,73 \cdot 10^{-5}$	$1,93 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,59 \cdot 10^{-5}$	$1,93 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$1,08 \cdot 10^{-5}$	$1,95 \cdot 10^5$