

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ»
(ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»)
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И
МЕТРОЛОГИЯ»
(АО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЯ»)

«СОГЛАСОВАНО»

Главный инженер

АО «Транснефть – Автоматизация и
Метрология»

И.Ф. Гибаев

«22» декабря 2023 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 142
АО «Транснефть – Верхняя Волга»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0030-ТНМ-2023

г. Москва
2023

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 142 АО «Транснефть - Верхняя Волга» (далее – система), заводской № 104, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Система соответствует требованиям к средству измерений (далее – СИ), установленным Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

Метрологические характеристики средств измерений и измерительных компонентов (СИ), входящих в состав системы, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики системы определяются на месте эксплуатации расчетным методом. Определение метрологических характеристик измерительного канала объема и объемного расхода нефти (далее – ИК объема и объемного расхода нефти) определяют на месте эксплуатации комплектным методом.

Если очередной срок поверки измерительных компонентов (СИ) или ИК объема и объемного расхода нефти (в случае поверки системы в части отдельного ИК объема и объемного расхода нефти), входящего в состав системы, наступает до очередного срока поверки системы, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки измерительных компонентов (СИ) или системы в части отдельного ИК объема и объемного расхода нефти, входящего в состав системы, то поверяют только этот измерительный компонент (СИ) или системы в части отдельного ИК объема и объемного расхода нефти, при этом внеочередную поверку системы не проводят.

Допускается проведение поверки системы в части отдельного ИК объема и объемного расхода нефти в соответствии с заявлением владельца системы.

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1,2.

Таблица 1

Диапазон измерений объемного расхода*, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %
от 1200 до 8700	±0,25	±0,35

*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки системы и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.

Таблица 2

Номер ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений*	Пределы допускаемой погрешности ИК
3	Объема и объемного расхода нефти	от 1243 до 2924 м ³ /ч	±0,15 (относительная), %

*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик соответствующего ИК объема и объемного расхода нефти и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

Наименование операции	Обязательность выполнения операций при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	Да	Да	6
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Да	Да	7.1 7.2
Опробование (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Да	Да	7.3
Определение метрологических характеристик	Да	Да	9
Подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям	Да	Да	10

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку системы проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа системы.

3.2 Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти в БИЛ проводят при условиях, предусмотренных 3.4.

3.3 Условия эксплуатации системы и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа системы.

3.4 Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти комплектным способом проводят при следующих условиях:

- определение метрологических характеристик проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий;
- отклонение объемного расхода измеряемой среды от установленного значения в процессе измерений не должно превышать $\pm 2,5\%$;
- изменение температуры измеряемой среды на входе и выходе ТПУ и в ультразвуковом преобразователе расхода (далее – УПР), входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, за время измерения не должно превышать $\pm 0,2\text{ }^\circ\text{C}$;
- температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели измеряемой среды соответствуют условиям эксплуатации системы;
- отклонение вязкости измеряемой среды за время поверки находится в допустимых пределах для применяемых УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти;
- диапазоны рабочего давления и объемного расхода определяются типоразмером УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти и технологическими требованиями;
- содержание свободного газа не допускается.

Для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, P_{\min} , МПа, должно быть не менее значения, 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 (ИСО 3007-99) «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» при максимально возможной температуре измеряемой среды, МПа;
- ΔP – перепад давления на УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, указанный в технической документации, МПа.

Регулирование объемного расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе измерительной линии.

3.5 При соблюдении условий 3.1, 3.3 и 3.4 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 4.

Таблица 4

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения работ	Перечень рекомендуемых средств поверки
п.7.1, 7.2 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Температура окружающей среды в диапазоне измерений от -20 до $50\text{ }^\circ\text{C}$ с абсолютной погрешностью $\pm 0,4\text{ }^\circ\text{C}$; Относительная влажность воздуха в диапазоне от 45 до 80% с погрешностью $\pm 3\%$.	Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13). Термометры лабораторные электронные ЛТ-300, (регистрационный № 61806-15).
п. 9	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с ГПС	Установка трубопоршневая

<p>Определение метрологических характеристик</p>	<p>часть 2, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 (ТПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1$ % и диапазоном расхода, соответствующим диапазону измерений счетчиков ультразвуковые ALTOSONIC V (мод. ALTOSONIC VM) (далее - УПР) и счетчиков ультразвуковых «Altosonic V» (далее - УЗС). Комплекс измерительно-вычислительный с пределами допускаемой относительной погрешности преобразовании параметров входных электрических сигналов в значении объема нефти $\pm 0,005$ %, в значении массы нефти $\pm 0,02$ % (далее – ИВК). Поточный преобразователь плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м³. Преобразователи избыточного давления с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %. Датчики температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С. Поточный преобразователь вязкости с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,0$ %.</p>	<p>поверочная двунаправленная СФРЮ-4000-36 (регистрационный № 85249-22). Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (регистрационный № 53852-13). Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 52638-13). Преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04). Преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-04) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65, (регистрационный 22257-01). Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный мод. 7829, (регистрационный № 15642-06).</p>
<p>Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.</p>		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при

эксплуатации средств поверки и системы, приведенных в их эксплуатационных документах, и инструкций по охране труда, действующих на объекте.

К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, инструкции (руководства) по эксплуатации системы и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- состав системы должен соответствовать эксплуатационной документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению системы;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если системы соответствует вышеперечисленным требованиям.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ) проводят с применением средств поверки, указанных в таблице 4.

7.2 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 4) и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) наличие информации о положительных результатах поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФ ОЕИ проверяют информацию о периодической аттестации.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы системы. На элементах технологической схемы системы не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.3 Перед началом определения относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти комплектным способом выполняют следующие подготовительные работы:

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке или знаков поверки на все средства поверки.

Проверяют правильность монтажа УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти.

Подготавливают средства поверки согласно указаниям технической документации.

Проводят чистку фильтров на измерительной линии (далее – ИЛ).

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

Проверяют отсутствие газа в ИЛ и ТПУ, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают расход измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений и открывают краны, расположенные в высших точках ИЛ 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.

При рабочем давлении проверяют герметичность системы, состоящей из УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти и ТПУ. При этом не допускается появление капель или утечек измеряемой среды через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение пяти минут.

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

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

Проводят установку нуля УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти согласно технической документации.

Проверяют стабильность температуры измеряемой среды. Температуру измеряемой среды считают стабильной, если ее изменение в ТПУ и УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода не превышает $\pm 0,2$ °С за время измерения.

Определяют плотность измеряемой среды за время определения метрологических характеристик с помощью поточного плотномера или в испытательной лаборатории по ГОСТ 3900 с учетом Р 50.2.075-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API».

Определяют вязкость измеряемой среды за время определения метрологических характеристик с помощью поточного вискозиметра или в испытательной лаборатории по ГОСТ 33 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости».

7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие СИ в составе системы в соответствии с эксплуатационной документацией системы, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на СИ системы и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора.

7.3.2 Опробование УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти

Устанавливают объемный расход измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений расхода УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти.

Результаты опробования считают положительными, если при увеличении (уменьшении) расхода измеряемой среды соответственно изменяются показания системы.

7.3.3 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.3.1 и по п. 7.3.2 методики поверки.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы проводят в соответствии с руководством оператора.

Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО системы соответствуют указанным в описании типа системы.

9 Определение метрологических характеристик

9.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов (СИ), входящих в состав системы

Проверяют у измерительных компонентов (СИ), входящих в состав системы, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на измерительные компоненты (СИ) предусмотрено их описаниями типа за исключением УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти.

Перечень измерительных компонентов (СИ), входящих в состав системы, приведен в описании типа системы.

Входящие в состав системы измерительные компоненты (СИ) на момент проведения поверки системы должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных измерительных компонентов (СИ) за исключением УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти.

При наличии действующих сведений о поверке системы в части отдельного ИК объема и объемного расхода нефти, метрологические характеристики этого ИК объема и объемного расхода нефти при текущей поверке системы не определяются.

Метрологические характеристики ИК объема и объемного расхода нефти определяют согласно 9.2 настоящего документа. Первичная поверка и первичная поверка после ремонта УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, выполняется в соответствии с методиками поверки установленными при утверждении типа УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти.

Показывающие СИ температуры и давления должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ. Проверку согласно 9.1 проводят для измерительных компонентов, фактически установленных показывающих СИ температуры и давления на момент проведения поверки системы.

9.2 Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода комплектным методом

Алгоритм определения метрологических характеристик УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, соответствует алгоритму поверки преобразователей объемного расхода, приведенному в МИ 3265–2010.

При определении метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти определяют следующие метрологические характеристики:

– коэффициент преобразования УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода или коэффициенты преобразования УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода;

– границу относительной погрешности УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода.

Определение метрологических характеристик УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти проводят не менее чем в трех точках рабочего диапазона измерений объемного расхода. Значения объемного расхода (точки рабочего диапазона) выбирают с интервалом не более 20 % от максимального значения объемного расхода УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти. В каждой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода проводят не менее пяти измерений.

Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

Определение метрологических характеристик УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти по ТПУ

Для определения коэффициента преобразования УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти устанавливают выбранное значение объемного расхода по показаниям УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти и проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного объемного расхода.

Запускают поршень ТПУ. После прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого, количество импульсов выходного сигнала УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти.

Объемный расход измеряемой среды через УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти вычисляют по формуле (7).

При необходимости проводят корректировку значения объемного расхода регулятором расхода или запорной арматурой.

После стабилизации объемного расхода и температуры измеряемой среды в соответствии с 3.4 проводят необходимое количество измерений.

Запускают поршень ТПУ. При прохождении поршнем первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти и времени прохождения поршня между детекторами, при прохождении второго детектора – заканчивает.

Если количество импульсов выходного сигнала УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти за время прохождения поршня ТПУ между детекторами меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями импульсов.

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 УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти;
- давления измеряемой среды в УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти;
- плотности измеряемой среды, измеренную ПП;
- температуры измеряемой среды в ПП;
- давления измеряемой среды в ПП;
- кинематической вязкости измеряемой среды, измеренной преобразователем вязкости (при наличии).

При использовании термометров и манометров с визуальным отсчетом допускается фиксировать температуру и давление один раз за время прохождения поршня.

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 протокола определения коэффициента преобразования УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти приведена в приложении Б. Допускается в таблицах протокола удалять ненужные и добавлять необходимые столбцы и строки. Допускается использовать форму протокола, приведенного в приложении Б МИ 3265–2010.

При заполнении протокола полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 5.

Таблица 5 – 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	–
Вязкость	мм ² /с	1	–
Количество импульсов	импульс	–	5
Интервал времени	с	2	–
Погрешность, среднеквадратическое отклонение (далее – СКО)	%	3	–
Коэффициент преобразования	импульс/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.

Обработка результатов измерений

Объем измеряемой среды, прошедшей через УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода V_{ji} , м³, вычисляют по формулам

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

$$CTS_{ji} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{пуji} - 20), \quad (3)$$

$$CPS_{ji} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{пуji} \cdot D}{E \cdot S}, \quad (4)$$

$$t_{пуji} = \frac{t_{ВхПУji} + t_{ВыхПУji}}{2}, \quad (5)$$

$$P_{пуji} = \frac{P_{ВхПУji} + P_{ВыхПУji}}{2}, \quad (6)$$

- где V_0 – вместимость калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях ($t_0 = 20^\circ\text{C}$ и $P = 0$ 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;
- $CTL_{пуji}$ – 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 А);
- $CPL_{пуji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определенный для давления измеряемой среды

$СП_{УПРji}$	– коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А);
$CPL_{УПРji}$	– коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А);
α_t	– коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ТПУ (согласно технической документации ТПУ или определяют по таблице Б.2 приложения Б), $1/^\circ\text{C}$;
$t_{ТПУji}$	– температура измеряемой среды в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $^\circ\text{C}$;
$P_{ТПУji}$	– давление измеряемой среды в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;
D	– внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ (согласно технической документации ТПУ), мм;
E	– модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ (согласно технической документации ТПУ или определяют по приложению Б), МПа;
S	– толщина стенок калиброванного участка ТПУ (согласно технической документации ТПУ), мм;
$t_{ВхТПУji}, t_{ВыхТПУji}$	– температура измеряемой среды на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $^\circ\text{C}$;
$P_{ВхТПУji}, P_{ВыхТПУji}$	– давление измеряемой среды на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа.

Объемный расход измеряемой среды через УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти 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, прошедшей через УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти 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.

Объемный расход измеряемой среды через УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода Q_j , $\text{м}^3/\text{ч}$, вычисляют по формуле

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

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

Частоту выходного сигнала УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода f_{ji} , Гц, вычисляют по формуле

$$f_{ji} = \frac{N_{ji}}{T_{ji}}, \quad (9)$$

где N_{ji} – количество импульсов от УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, импульс.

Частоту выходного сигнала УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода f_j , Гц, вычисляют по формуле

$$f_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} f_{ji}}{n_j}. \quad (10)$$

Коэффициент преобразования УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода K_j , импульс/м³, вычисляют по формулам

$$K_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{ji}}{n_j}, \quad (11)$$

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{ji}}, \quad (12)$$

где K_{ji} – коэффициент преобразования УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, импульс/м³.

Коэффициент преобразования поверяемого УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода K , импульс/м³, вычисляют по формуле

$$K = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m K_j, \quad (13)$$

где m – количество точек объемного расхода в рабочем диапазоне измерений объемного расхода.

Оценка СКО результатов измерений

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

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{K_j} \cdot 100. \quad (14)$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,05\% \quad (15)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений, согласно приложению В. Выявленный промах исключают и проводят

дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение условия и повторно проводят измерения.

Границу неисключенной систематической погрешности УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти Θ_{Σ} , %, вычисляют по формулам

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_A^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{ИВК}^2}, \quad (16)$$

$$\Theta_A = \begin{cases} \max \left(0,5 \cdot \left| \frac{K_j - K_{j+1}}{K_j + K_{j+1}} \right| \cdot 100 \right) \text{ при кусочно-линейной аппроксимации} \\ \max \left(\left| \frac{K_j - K}{K} \right| \cdot 100 \right) \text{ при постоянном коэффициенте преобразования} \end{cases}, \quad (17)$$

$$\Theta_t = \beta \sqrt{\Delta t_{\text{ТПУ}}^2 + \Delta t_{\text{УПР}}^2}_{\max}, \quad (18)$$

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ji}), \quad (19)$$

$$\Theta_{ИВК} = \delta_{ИВК}, \quad (20)$$

- где
- $\Theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ТПУ (значение, полученное по результатам поверки ТПУ), %;
 - $\Theta_{V 0}$ – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ (значение, полученное по результатам поверки ТПУ), %;
 - Θ_A – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью аппроксимации градуировочной характеристики, %;
 - Θ_t – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры рабочей жидкости в ТПУ и УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, %;
 - $\Theta_{ИВК}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, %;
 - K_j, K_{j+1} – коэффициенты преобразования УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти в j-ой и (j+1)-ой точках рабочего диапазона измерений объемного расхода, импульс/м³;
 - K – коэффициент преобразования УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, импульс/м³;
 - β_{\max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения рабочей жидкости, 1/°C;
 - $\Delta t_{\text{ТПУ}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности датчиков температуры, установленных в ТПУ (берут из сведений о поверке), °C;
 - $\Delta t_{\text{УПР}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры, установленных около УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти (берут из сведений о поверке), °C;
 - β_{ji} – коэффициент объемного расширения измеряемой среды при температуре $t_{\text{ПУ}ji}$ для i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А), 1/°C;

- $\delta_{ИВК}$ – пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования ИВК (согласно описанию типа ИВК), %.

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

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}, \quad (21)$$

Границу случайной погрешности УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода при доверительной вероятности $P = 0,95$ ε , %, вычисляют по формулам

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j), \quad (22)$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (23)$$

- где ε_j – граница случайной погрешности УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти 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 Б.1 приложения Б).

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 .

Границу относительной погрешности УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода δ , %, определяют по формулам

$$\delta = \begin{cases} \varepsilon, & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} < 0,8 \\ t_\Sigma \cdot S_\Sigma, & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} \leq 8 \\ \Theta_\Sigma, & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} > 8 \end{cases} \quad (24)$$

$$t_\Sigma = \frac{\varepsilon + \Theta_\Sigma}{S_0 + S_\Theta}, \quad (25)$$

$$S_\Sigma = \sqrt{S_\Theta^2 + S_0^2}, \quad (26)$$

$$S_\Theta = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2}{3}}, \quad (27)$$

- где ε – граница случайной погрешности УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;
- Θ_Σ – граница неисключенной систематической погрешности УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, %;
- 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, %;
- S_0 – СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %.

Проверяют выполнение условия

$$\delta \leq 0,15 \% \quad (28)$$

Если условие (28) не выполняется, 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.

Проводят повторную проверку выполнения условия (28). При повторном невыполнении условия (28) поверку прекращают.

Операции по 9.3 проводят в автоматизированном режиме по алгоритмам в соответствии с МИ 3265–2010, реализованным в ИВК.

Результаты измерений заносят в протокол. Допускается использовать форму протокола, приведенную в приложении А МИ 3265–2010.

Относительная погрешность измерений объемного расхода нефти с применением ИК объема и объемного расхода нефти принимается равной относительной погрешности УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти.

Результат проверки считают положительным, если измерительные компоненты (СИ), входящие в состав системы, за исключением УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, имеют сведения о поверке в ФИФ ОЕИ, действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) запись в паспортах (формулярах).

9.3 Определение диапазона измерений объемного расхода нефти системы

Определение диапазона измерений объемного расхода системы проводят путем анализа результатов поверки УЗС и путем анализа результатов определения метрологических характеристик УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти установленных на измерительных линиях (далее – ИЛ). За минимальное значение расхода через систему принимают наименьшее из значений объемного расхода через ИЛ или значение минимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно больше. За максимальное значение расхода через систему принимают сумму наибольших значений объемного расхода через рабочие ИЛ или значение максимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно меньше.

9.4 Определение относительной погрешности системы при измерениях массы брутто нефти

Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти проводят расчетным методом. Для вычисления относительной погрешности системы, используют метрологические характеристики измерительных компонентов (СИ), применяемых в составе системы для вычисления массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти системы δ_{M6} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{M6} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_v^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_p}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_v}^2 + \delta_N^2}, \quad (29)$$

где δ_v – относительная погрешность измерений объема нефти, %. Принимают равной значению относительной погрешности измерений объема УЗС и УПР, входящих в состав системы;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (30)$$

- где β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$;
 T_v – температура нефти при измерениях ее объема, $^\circ\text{C}$, принимают равной температуре нефти измерительной линии в момент проведения поверки;
 T_p – температура нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$, принимают равной температуре нефти в БИК системы;
 δ_p – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
 Δ_{T_p} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленными в БИК системы (из свидетельства о поверке на преобразователь температуры);
 Δ_{T_v} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, $^\circ\text{C}$, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователем температуры, установленным на измерительной линии системы (из свидетельства о поверке на преобразователь температуры);
 δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти (из свидетельства о поверке ИВК), %.

Относительную погрешность измерений плотности нефти δ_p , %, вычисляют по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta_p \cdot 100}{\rho}, \quad (31)$$

- где Δ_p – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;
 ρ – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$ (в соответствии с эксплуатационной документацией на систему).

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением системы не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %.

9.5 Определение относительной погрешности системы при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системы проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.587 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти δ_{Mn} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Mn} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{Mб}}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta_{W_b})^2 + (\Delta_{W_{мп}})^2 + (\Delta_{W_{xc}})^2}{\left[1 - \frac{W_b + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (32)$$

- где Δ_{W_b} – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;

- $\Delta_{W_{мп}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 $\Delta_{W_{хс}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 W_B – массовая доля воды в нефти, %;
 $W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 $W_{хс}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов». Для доверительной вероятности $P=0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , % массовая доля, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (33)$$

- где R – воспроизводимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %;
 r – сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти Δ_{W_B} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_B} = \sqrt{\frac{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}{2}}, \quad (34)$$

- где R_B – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», выраженная в массовых долях, %;
 r_B – сходимости метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta_{W_{мп}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{мп}} = \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (35)$$

- где $R_{мп}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», выраженная в массовых долях, %;
 $r_{мп}$ – сходимости метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей $R_{хс}$ по ГОСТ 21534 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» принимают равной удвоенному значению сходимости $r_{хс}$. Значение сходимости $r_{хс}$, выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{хс} = \frac{0,1 \cdot r_{хс}}{\rho_{изм}^д}, \quad (36)$$

- где $\rho_{изм}^д$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м³.

Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta_{w_{xc}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{w_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{изм}^d \cdot \sqrt{2}}. \quad (37)$$

Массовую долю хлористых солей в нефти W_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_{изм}^d}, \quad (38)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

Допускается выполнять определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти и относительной погрешности измерений массы нетто нефти с помощью автоматизированных средств расчета.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением системы не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9.1, 9.2, 9.3, 9.4 и 9.5 методики поверки, а именно:

- СИ, входящие в состав системы, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки, за исключением УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти;
- значение относительной погрешности измерений объемного расхода нефти ИК объемного расхода не выходит за пределы $\pm 0,15$ %;
- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением системы не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %;
- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением системы не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %.

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

11 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

При поверке системы в части отдельного ИК объема и объемного расхода нефти результаты поверки оформляют протоколом поверки системы в части соответствующего ИК объема и объемного расхода нефти.

При определении метрологических характеристик системы комплексным методом метрологические характеристики ИК объема и объемного расхода нефти определяют в соответствии с 9.2.

Результаты поверки оформляются в соответствии с действующими нормативно-правовыми документами в части поверки СИ.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку системы, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

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

К свидетельству о поверке прикладывают перечень ИК объемного расхода нефти с указанием заводских номеров СИ, входящих в состав ИК объемного расхода, перечень СИ, входящих в состав системы и протокол поверки системы.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Примечание – При комплектном методе определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, наносит знак поверки на УПР, входящий в состав ИК объема и объемного расхода нефти, в соответствии с описанием типа системы.

При поверке системы в части отдельных ИК при получении положительных результатов поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в части ИК в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ.

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

Оформление результатов поверки системы в части отдельного ИК объема и объемного расхода нефти.

Результаты поверки СИКН в части отдельного ИК объема и объемного расхода нефти оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку системы в части отдельного ИК объема и объемного расхода нефти, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего систему в части отдельного ИК объема и объемного расхода нефти на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке системы в части отдельного ИК объема и объемного расхода нефти в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ. Срок действия свидетельства о поверке системы в части отдельного ИК объема и объемного расхода нефти определяется интервалом между поверками системы.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы в части отдельного ИК объема и объемного расхода нефти и на УПР, входящий в состав отдельного ИК объема и объемного расхода нефти, в соответствии с описанием типа системы.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

Определение коэффициентов CTL, CPL и β

А.1 Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL, учитывающего влияние температуры на объем измеряемой среды для диапазона плотности измеряемой среды (при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) от 611 до 1164 кг/м³ определяют по формулам

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

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

$$\Delta t = t - 15, \quad (\text{A.3})$$

- где α_{15} – значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, 1/°C;
 ρ_{15} – значение плотности измеряемой среды при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, кг/м³;
 t – значение температуры измеряемой среды, °C;
 K_0, K_1 – коэффициенты выбираются из таблицы А.1

Таблица А.1 – Значения коэффициентов K_0 и K_1 в зависимости от типа измеряемой среды

Тип измеряемой среды	ρ_{15} , кг/м ³	K_0	K_1
Нефть	611 – 1164	613,97226	0,00000

А.2 Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем измеряемой среды для диапазона плотности измеряемой среды (при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) от 611 до 1164 кг/м³ определяют по формулам

$$CPL = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10}, \quad (\text{A.4})$$

$$b = 10^{-4} \cdot \exp\left(-1.62080 + 0.00021592 \cdot t + \frac{0.87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4.2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right) \quad (\text{A.5})$$

- где P – значение избыточного давления измеряемой среды, МПа;
 10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

А.3 Определение коэффициента β

Значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды β , 1/°C:

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

А.4 Определение плотности ρ_{15}

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

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{ПП}}}{\text{CTL}_{\text{ПП}} \cdot \text{CPL}_{\text{ПП}}}, \quad (\text{A.7})$$

- где $\rho_{\text{ПП}}$ – значение плотности измеряемой среды в ПП, кг/м^3 ;
 $\text{CTL}_{\text{ПП}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, определенный для $t_{\text{ПП}}$ и ρ_{15} ;
 $\text{CPL}_{\text{ПП}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определенный для $t_{\text{ПП}}$, $P_{\text{ПП}}$ и ρ_{15} .

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

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

2) Определяют значения $\rho_{15(1)}$, кг/м^3 , по формуле

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{\text{ПП}}}{\text{CTL}_{\text{ПП}(1)} \cdot \text{CPL}_{\text{ПП}(1)}}. \quad (\text{A.8})$$

3) Определяют значения $\text{CTL}_{\text{ПП}(2)}$ и $\text{CPL}_{\text{ПП}(2)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{15(1)}$.

4) Определяют значение $\rho_{15(2)}$, кг/м^3 по формуле

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{\text{ПП}}}{\text{CTL}_{\text{ПП}(2)} \cdot \text{CPL}_{\text{ПП}(2)}}. \quad (\text{A.9})$$

5) Аналогично пунктам (3) и (4), определяют значения $\text{CTL}_{\text{ПП}(i)}$, $\text{CPL}_{\text{ПП}(i)}$ и $\rho_{15(i)}$ для i -го цикла вычислений и проверяют выполнение условия:

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001, \quad (\text{A.10})$$

- где $\rho_{15(i)}$, $\rho_{15(i-1)}$ – значения ρ_{15} , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м^3 .

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)

Справочные материалы

Б.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 Б.1.

Таблица Б.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	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201

Б.2 Коэффициенты расширения и модули упругости

Значения коэффициентов линейного расширения, квадратичных коэффициентов расширения и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ПУ, в зависимости от материала приведены в таблице Б.2.

Таблица Б.2 – Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ПУ, материала планки крепления детекторов

Материал	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	$\alpha_{k1}, 1/^\circ\text{C}$	$\alpha_d, 1/^\circ\text{C}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$1,12 \cdot 10^{-5}$	$2,23 \cdot 10^{-5}$	$1,12 \cdot 10^{-5}$	$2,07 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,73 \cdot 10^{-5}$	$3,46 \cdot 10^{-5}$	$1,73 \cdot 10^{-5}$	$1,93 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,59 \cdot 10^{-5}$	$3,18 \cdot 10^{-5}$	$1,59 \cdot 10^{-5}$	$1,93 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$1,08 \cdot 10^{-5}$	$2,16 \cdot 10^{-5}$	$1,08 \cdot 10^{-5}$	$1,97 \cdot 10^5$

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(справочное)

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} определяют по формуле

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

- где K_j – значение коэффициента преобразования в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, импульс/м³;
- K_{ji} – значение коэффициента преобразования для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, импульс/м³;
- n_j – количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

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

Наиболее выделяющееся соотношение U :

$$U = \max \left(\left| \frac{K_{ji} - K_j}{S_{kj}} \right| \right). \quad (B.2)$$

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	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
h	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412