

**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

« 11 »

12

2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 425
ПСП «Салават»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0063-ТАМ-2024

г. Москва
2024

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 425 ПСП «Салават» (далее – СИКН), заводской № 425, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации, в том числе после ремонта.

Поверка СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц массы от рабочего эталона 1-го или 2-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 Государственный первичный специальный эталон единицы единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объёмного расходов жидкости.

Метрологические характеристики (МХ) средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН (за исключением расходомеров массовых Promass 83F (далее – ПР)), подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). МХ СИКН определяются на месте эксплуатации расчетным методом. МХ измерительных каналов (далее – ИК) массового расхода нефти определяются на месте эксплуатации комплектным методом.

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельного ИК массового расхода нефти в соответствии с заявлением владельца СИКН.

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

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

Таблица 1

№	Наименование	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений*, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1-5	ИК массового расхода нефти	5 (ИЛ №1-ИЛ №5)	ПР	Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (далее – ИВК)	от 76 до 285	$\pm 0,25\%$
6	ИК массового расхода нефти	1 (ИЛ № 6)	ПР	ИВК	от 76 до 285	$\pm 0,20\%^{**}$ ($\pm 0,25\%^{***}$)

* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик соответствующего ИК массового расхода нефти и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.

** Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода нефти с контрольно-резервным ПР, применяемым в качестве контрольного в точке расхода;

*** Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода нефти с контрольно-резервным ПР, применяемым в качестве резервного.

Таблица 2

Диапазон измерений расхода нефти*, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти
от 76 до 983	$\pm 0,25$ %	$\pm 0,35$ %
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки 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 поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер пункта методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр СИ	да	да	6
Подготовка к поверке и опробование СИ	да	да	7
Проверка программного обеспечения СИ	да	да	8
Определение МХ СИ	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 СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в 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 СИКН.

3.2 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН.

3.3 При определении МХ ИК массового расхода нефти дополнительно соблюдают следующие условия:

- изменение температуры нефти за время одного измерения: $\leq 0,2$ °С;
- изменение расхода нефти в процессе определения МХ от установленного значения (в точке расхода) не превышает 2,5 %;
- избыточное давление нефти в конце технологической схемы рекомендуется устанавливать не менее 0,3 МПа.

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 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	<p>СИ температуры окружающей среды в диапазоне измерений от -36,9 до +33,6 °С с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,4$ °С;</p> <p>СИ относительной влажности воздуха в диапазоне от 30 до 80 % с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений ± 3 %.</p>	<p>Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13)</p> <p>Термометры лабораторные электронные ЛТ-300 (регистрационный № 61806-15)</p>
п. 9 Определение метрологических характеристик СИ	<p>Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с ГПС часть 2, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 с диапазоном расхода, соответствующим диапазону измерений ПР, входящих в состав СИКН, и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %.</p> <p>ИВК с пределами допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициентов преобразования $\pm 0,025$ %, преобразования сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти $\pm 0,05$ %</p> <p>Преобразователи избыточного давления (далее – ДД) с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %.</p> <p>Датчики температуры (далее – ДТ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С;</p> <p>Поточный преобразователь плотности (далее - ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м³.</p>	<p>Установка поверочная трубопоршневая двенаправленная Smith Meter® «Bi-Di Prover» (регистрационный № 91276-24),</p> <p>Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17)</p> <p>Преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный № 14061-10)</p> <p>Датчики температуры 644, 3144Р (регистрационный № 39539-08)</p> <p>Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (регистрационный № 15644-06)</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.		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27.12.2012 «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 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»,
СНиП 21.01-97 «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 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории Российской Федерации;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации.

6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

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

Результат считают положительным, если СИКН 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 СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в ФИФ ОЕИ 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 СИКН. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие СИ в составе СИКН в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН, проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора.

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

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

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

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

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

Проверяют у СИ, входящих в состав СИКН (за исключением ПР), наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа.

Перечень СИ, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

Результат проверки считают положительным, если СИ, входящие в состав СИКН (за исключением ПР), имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки.

9.2 Определение диапазона измерений массового расхода нефти СИКН

Определение диапазона измерений массового расхода СИКН проводят путем анализа результатов определения МХ ИК массового расхода нефти №1 - №4. За минимальное значение расхода через СИКН принимают наименьшее из значений массового расхода через ИК массового расхода нефти №1-№4 или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За максимальное значение расхода через СИКН принимают сумму наибольших значений массового расхода через ИК массового расхода нефти №1-№4 или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

9.3 Определение метрологических характеристик ИК массового расхода

9.3.1 Определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти проводят с применением ТПУ.

9.3.2 Последовательно к ПР, входящему в состав ИК массового расхода подключают ТПУ и подготавливают технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность.

9.3.3 Включают в работу поточный ПП из состава СИКН, выполнив соответствующие технологические переключения.

9.3.4 Технологические переключения проводят с соблюдением требований эксплуатационной документации СИКН.

9.3.5 Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилей (кранов), установленных на технологических трубопроводах СИКН, ТПУ и в блоке измерений показателей качества (далее – БИК).

9.3.6 Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, в технологической схеме создают максимальное рабочее давление, которое может быть при определении МХ. Систему считают испытанной на герметичность, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи рабочей жидкости через фланцевые соединения, через сальники технологических задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилей (кранов).

9.3.7 Проверяют отсутствие протечек рабочей жидкости через запорные органы задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилей (кранов) при их закрытом положении. В случае отсутствия возможности проверки герметичности запорных органов задвижек, вентилей (кранов) или при установлении наличия протечек, во фланцевые соединения устанавливают металлические заглушки («блины»).

9.3.8 Проверяют отсутствие воздуха (газа) в технологической схеме. При любом значении расхода (в рабочем диапазоне) проводят несколько пусков шарового поршня ТПУ. Открывая воздушные вентили, установленные на ТПУ, на верхних точках технологической схемы, в БИК, проверяют наличие воздуха (газа), при необходимости воздух (газ) выпускают. Считают, что воздух (газ) в технологической схеме отсутствует, если из вентилей вытекает струя рабочей жидкости без пузырьков воздуха (газа).

9.3.9 Контролируют стабилизацию температуры рабочей жидкости в технологической схеме, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков шарового поршня ТПУ (контроль проводят посредством СИ температуры, входящих в состав СИКН). Температуру считают стабильной, если за один проход поршня изменение температуры не превышает 0,2 °С.

9.3.10 Проводят установку нуля ПР согласно заводской (фирменной) инструкции по эксплуатации данной модели ПР.

9.3.11 В ИВК вводят исходные данные:

- вместимость калиброванного участка ТПУ согласно свидетельству о ее поверке;
- пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ;
- диаметр и толщина стенок калиброванного участка ТПУ;
- коэффициент линейного расширения и значение модуля упругости материала стенок ТПУ;
- пределы допускаемых абсолютных погрешностей датчиков температуры (или термометров), используемых в процессе поверки для измерений температуры рабочей жидкости в ТПУ и поточном ПП;
- пределы допускаемой относительной погрешности поточного ПП;
- пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении коэффициентов преобразования ПР;
- коэффициент преобразования ПР по импульсному выходу, вводимый в память ИВК при конфигурировании сенсора, первичного электронного преобразователя ПР;
- стабильность нуля ПР.

9.3.12 Представители сдающей и принимающей сторон определяют способ (в первичном электронном преобразователе (далее – ПЭП) ПР или в ИВК) и вид реализации градуировочной характеристики (далее – ГХ) ПР.

9.3.13 Метрологические характеристики ПР определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона и значениях, установленных с интервалом от 25 до 30 % от максимального расхода рабочего диапазона. Допускается определение метрологических характеристик проводить в трех точках рабочего диапазона: при минимальном (Q_{\min}), среднем ($0,5 \cdot (Q_{\min} + Q_{\max})$) и максимальном (Q_{\max}) значениях расхода (т/ч). Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от Q_{\min} в сторону увеличения или от Q_{\max} в сторону уменьшения.

9.3.14 Устанавливают требуемый расход Q_j (т/ч), значение которого контролируют по 0.

9.3.15 Контроль соответствия установленного расхода Q_j требуемому значению проводят по 0 – 0.

9.3.15.1 После установления расхода запускают поршень, измеряют время прохождения поршня по калиброванному участку ТПУ и вычисляют значение расхода в j -й точке расхода $Q_{\text{ТПУ}j}$, т/ч, по формуле

$$Q_{\text{ТПУ}j} = \frac{V_0^{\text{ТПУ}} \cdot 3600}{T_j} \cdot \rho_j^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

где $V_0^{\text{ТПУ}}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ, согласно свидетельству о поверке ТПУ, м³;

T_j – время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в j -й точке расхода, с;

$\rho_j^{\text{ПП}}$ – плотность рабочей жидкости, измеренная поточным ПП при установлении расхода в j -й точке, кг/м³.

9.3.15.2 Проверяют выполнение условия

$$\frac{Q_j - Q_{\text{ТПУ}j}}{Q_{\text{ТПУ}j}} \cdot 100 \leq 2\%. \quad (2)$$

9.3.15.3 В случае невыполнения условия (2) корректируют расход, контролируя его значение по 0 – 0.

9.3.16 После стабилизации расхода и температуры рабочей жидкости в j -й точке расхода проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ТПУ. Количество измерений в каждой j -й точке расхода n_j : не менее пяти.

9.3.17 Для каждого i -го измерения в каждой j -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол поверки:

- время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ T_{ij} , с;
- значение массового расхода Q_{ij} , т/ч;

Примечания

1. При реализации ГХ ПР в ИВК в виде линейно-кусочной аппроксимации рекомендуется дополнительно регистрировать выходную частоту ПР (Гц).

– количество импульсов, выдаваемое ПР за время одного измерения, $N_{ij}^{\text{мас}}$, импульсы;

– значения температуры $t_{ij}^{\text{ТПУ}}$, °С, и давления $P_{ij}^{\text{ТПУ}}$, МПа, в ТПУ;

Примечание – Значения $t_{ij}^{\text{ТПУ}}$ и $P_{ij}^{\text{ТПУ}}$ вычисляют по алгоритму

$$\bar{a} = 0,5 \cdot (a_{\text{вх}} + a_{\text{вых}}), \quad (3)$$

где \bar{a} – среднее арифметическое значение параметра ($\bar{t}_{ij}^{\text{ТПУ}}$ или $\bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}}$);
 $a_{\text{вх}}$, $a_{\text{вых}}$ – значения параметров (температуры и давления), измеренные соответствующими СИ, установленными на входе и выходе ТПУ.
– значение плотности рабочей жидкости, измеренное поточным ПП $\rho_j^{\text{ПП}}$, кг/м³;
– значения температуры $\bar{t}_{ij}^{\text{ПП}}$, °С, и давления $\bar{P}_{ij}^{\text{ПП}}$, МПа, рабочей жидкости в поточном ПП.

9.3.18 Определение параметров ГХ ПР

При любом способе реализации ГХ (в ПЭП или ИВК) проводят операции по 0 – 0.

9.3.18.1 Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода вычисляют значение массы рабочей жидкости $M_{ij}^{\text{рз}}$, т, используя результаты измерений ТПУ и поточного ПП, по формуле

$$M_{ij}^{\text{рз}} = V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}} \cdot \rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

где $V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям (температуре и давлению рабочей жидкости) в ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, м³, вычисляют по 0;
 $\rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}}$ – плотность рабочей жидкости, измеренная поточным ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, кг/м³, вычисляют по 0.

9.3.18.2 Значение $V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}} = V_0^{\text{ТПУ}} \cdot \left[1 + 3\alpha_t \cdot (\bar{t}_{ij}^{\text{ТПУ}} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}} \right), \quad (5)$$

где α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, °С⁻¹ (из таблицы А.1 приложения А);
 E – модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа (из таблицы А.1 приложения А);
 D и s – диаметр и толщина стенок калиброванного участка ТПУ соответственно, мм (из эксплуатационной документации на ТПУ).

9.3.18.3 Значение $\rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}}$, кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}} = \rho_{ij}^{\text{ПП}} \cdot \left[1 + \beta_{\text{ж}ij} \cdot (t_{ij}^{\text{ПП}} - \bar{t}_{ij}^{\text{ТПУ}}) \right] \cdot \left[1 + \gamma_{\text{ж}ij} \cdot (\bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}} - P_{ij}^{\text{ПП}}) \right], \quad (6)$$

где $\beta_{\text{ж}ij}$ – коэффициент объемного расширения рабочей жидкости, значение которого определяют по приложению Г, °С⁻¹;
 $\gamma_{\text{ж}ij}$ – коэффициент сжимаемости рабочей жидкости, значение которого определяют по приложению Г, МПа⁻¹.

Примечание – Вычисление значений $V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}}$ и $\rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}}$ допускается проводить по приложению Б.

9.3.19 Дальнейшую обработку результатов измерений проводят по 0 или 0 в зависимости от способа реализации ГХ.

9.3.20 ГХ реализуют в ПЭП.

9.3.20.1 Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода определяют значение массы

рабочей жидкости, измеренное ПР (M_{ij}^{mac} , т), по формуле

$$M_{ij}^{mac} = \frac{N_{ij}^{mac}}{KF_{конф}}. \quad (7)$$

9.3.20.2 Определяют коэффициент коррекции измерений массы (mass-factor) (далее – коэффициент коррекции) при i -м измерении в j -й точке расхода MF_{ij} по формуле

$$MF_{ij} = \frac{M_{ij}^{рз}}{M_{ij}^{mac}} \cdot MF_{диап}^{уст}, \quad (8)$$

где $MF_{диап}^{уст}$ – коэффициент коррекции измерений массы, установленный в ПЭП по результатам предыдущей периодической поверки.

Примечание – Для ПР, оснащенного с ПЭП без функции ввода в его память, значения коэффициента коррекции измерений массы равны единице.

9.3.20.3 Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции в j -й точке расхода \overline{MF}_j по формуле

$$\overline{MF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j}, \quad (9)$$

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

9.3.20.4 Оценивают среднее квадратическое отклонение (далее – СКО) результатов определений средних арифметических значений коэффициентов коррекции для точек расхода в рабочем диапазоне $S_{диап}^{MF}$, %, по формуле

$$S_{диап}^{MF} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{\Sigma n_j} (MF_{ij} - \overline{MF}_j)^2}{\Sigma n_j - m}} \cdot \frac{1}{\overline{MF}_j} \cdot 100, \quad (10)$$

где Σn_j – суммарное количество измерений в рабочем диапазоне;

m – количество точек разбиения рабочего диапазона.

9.3.20.5 Проверяют выполнение условия

$$S_{диап}^{MF} \leq 0,03 \%. \quad (11)$$

9.3.20.6 В случае невыполнения условия (11) в какой-либо точке расхода дальнейшую обработку результатов измерений прекращают, выясняют и устраняют причины, вызвавшие невыполнение условия (11). Повторно проводят операции по 0 – 0, 0 – 0.

При выполнении условия (11) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

9.3.20.7 Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции измерений массы для ПР в рабочем диапазоне расхода $MF_{диап}$ по формуле

$$MF_{диап} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{MF}_j}{m}. \quad (12)$$

9.3.20.8 Вычисляют новое значение градуировочного коэффициента $K_{гр}$ по формуле

$$K_{гр} = K_{гр}^{ПЭП} \cdot MF_{диап}, \quad (13)$$

где $K_{гр}^{ПЭП}$ – градуировочный коэффициент, определенный при предыдущей поверке или заводской калибровке и установленный в ПЭП.

Примечание – Новое значение $K_{гр}$ определяют только для ПЭП, не имеющего функцию ввода коэффициента коррекции $M_{диап}^F$.

9.3.21 ГХ реализуют в ИВК.

9.3.21.1 Вычисляют значение К-фактора для i -го измерения в j -й точке расхода KF_{ij} , импульсы/т, по формуле

$$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{mac}}{M_{ij}^{пр}}. \quad (14)$$

9.3.21.2 Вычисляют среднее значение К-фактора для j -й точки расхода $\overline{KF_j}$, импульсы/т, по формуле

$$\overline{KF_j} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ij}}{n_j}. \quad (15)$$

9.3.21.3 В зависимости от вида реализации ГХ в ИВК оценивают среднеквадратическое отклонение (далее – СКО) результатов определений средних арифметических значений К-фактора для точек расхода:

а) в рабочем диапазоне $S_{диап}^{KF}$, %, если ГХ реализуют в виде постоянного значения К-фактора в рабочем диапазоне, по формуле

$$S_{диап}^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (KF_{ij} - \overline{KF_j})^2}{\sum n_j - m}} \cdot \frac{1}{\overline{KF_j}} \cdot 100; \quad (16)$$

б) в каждом k -м поддиапазоне расхода S_k^{KF} , %, если ГХ реализуют в виде кусочно-линейной аппроксимации, по формуле

$$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^2 (KF_{ij} - \overline{KF_j})^2}{(n_j + n_{j+1} - 2)_k}} \cdot \frac{1}{\overline{KF_j}} \cdot 100. \quad (17)$$

9.3.21.4 Оценивают значение $S_{диап}^{KF}$ или S_k^{KF} по аналогии с 0. При необходимости проводят операции по 0. При положительных результатах оценки $S_{диап}^{KF}$ или S_k^{KF} проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

9.3.21.5 Если ГХ ПР реализуют в виде постоянного значения К-фактора в рабочем диапазоне, то вычисляют среднее значение К-фактора для рабочего диапазона $KF_{диап}$, импульсы/т, по формуле

$$K_{диап} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{KF_j}}{m}. \quad (18)$$

9.3.22 Случайную и систематическую составляющие погрешности и относительную погрешность определяют по 0 – 0 в зависимости от способа и вида реализации ГХ.

9.3.23 Составляющие погрешности и относительную погрешность ПР определяют при доверительной вероятности $P = 0,95$.

9.3.24 Определение погрешностей при реализации ГХ ПР в ПЭП

9.3.24.1 При реализации ГХ в ПЭП составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для рабочего диапазона.

9.3.24.2 Определение случайной составляющей погрешности

Случайную составляющую погрешности ε , %, определяют по формуле

$$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{диап}}^{\text{MF}}, \quad (19)$$

где $t_{(P,n)}$ – квантиль распределения Стьюдента (коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и количества измерений n ($n = \sum n_j$), значение которого определяют из таблицы В.1 приложения В);

$S_{\text{диап}}^{\text{MF}}$ – значение СКО, определенное по формуле (10).

9.3.24.3 Определение систематической составляющей погрешности

Систематическую составляющую погрешности θ_{Σ} , %, определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ТПУ}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_K^{\text{УОИ}})^2 + (\theta_{\text{диап}}^{\text{MF}})^2 + (\delta_0^{\text{мас}})^2}, \quad (20)$$

где $\delta_{\text{ТПУ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, %;

$\delta_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности поточного ПП (из свидетельства о поверке), %;

θ_t – дополнительная составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %;

$\delta_K^{\text{УОИ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении К-фактора ПР (из свидетельства о поверке), %;

$\theta_{\text{диап}}^{\text{MF}}$ – составляющая систематической погрешности, вызванная усреднением (аппроксимацией) коэффициента коррекции ($\text{MF}_{\text{диап}}$) в рабочем диапазоне, %;

$\delta_0^{\text{мас}}$ – значение относительной погрешности стабильности нуля ПР, %.

Значение дополнительной составляющей систематической погрешности θ_t вычисляют по формуле

$$\theta_t = \beta_{\text{жmax}} \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{ТПУ}})^2 + (\Delta t_{\text{ПУ}})^2} \cdot 100, \quad (21)$$

где $\beta_{\text{жmax}}$ – максимальное из ряда значений $\beta_{\text{жij}}$, определенных по приложению Г, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

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

Составляющую систематической погрешности θ_{MF} , %, определяют по формуле

$$\theta_{\text{диап}}^{\text{MF}} = \left| \frac{\text{MF}_j - \text{MF}_{\text{диап}}}{\text{MF}_{\text{диап}}^{\text{max}}} \right| \cdot 100. \quad (22)$$

Относительную погрешность стабильности нуля определяют по формуле

$$\delta_0^{\text{мас}} = \frac{ZS}{Q_{\text{min}} + Q_{\text{max}}} \cdot 100, \quad (23)$$

где ZS – значение стабильности нуля, т/ч (из описания типа ПР).

Примечания

1. При проверке ПР в составе СИКН на месте эксплуатации дополнительной систематической погрешностью ПР, вызванной изменением давления рабочей жидкости при эксплуатации от значения, имеющего место при поверке, пренебрегают.

2. Относительную погрешность стабильности нуля ($\delta_0^{\text{мас}}$) определяют только для тех ПР, для которых $\delta_0^{\text{мас}}$ является составляющей относительной погрешности ПР (согласно описанию типа, учитывая тип ПЭП).

9.3.24.4 Определение относительной погрешности

Относительную погрешность ПР δ , %, определяют по формуле

$$\delta = \begin{cases} Z_p \cdot (\theta_\Sigma + \varepsilon), & \text{если } 0,8 \leq \theta_\Sigma / S_{\text{диап}}^{\text{MF}} \leq 8, \\ \theta_\Sigma, & \text{если } \theta_\Sigma / S_{\text{диап}}^{\text{MF}} > 8; \end{cases} \quad (24)$$

где Z_p – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\theta_\Sigma / S_{\text{диап}}^{\text{MF}}$, значение которого берут из таблицы В.2 приложения В.

9.3.25 Определение погрешностей при реализации ГХ ПР в ИВК в виде постоянного значения К-фактора (импульсы/т)

При таком виде реализации ГХ в ИВК составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для рабочего диапазона.

9.3.25.1 Определение случайной составляющей погрешности

Случайную составляющую погрешности ε , %, определяют по формуле

$$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{диап}}^{\text{KF}}, \quad (25)$$

где $S_{\text{диап}}^{\text{KF}}$ – значение СКО, определенное по формуле (16).

Примечание – При определении $t_{(P,n)}$ принимают: $n = \sum n_j$.

9.3.25.2 Определение систематической составляющей погрешности

Систематическую составляющую погрешности θ_Σ , %, определяют по формуле

$$\theta_\Sigma = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ПТУ}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_K^{\text{YOI}})^2 + (\theta_{\text{диап}}^{\text{KF}})^2 + (\delta_0^{\text{мас}})^2}, \quad (26)$$

где $\theta_{\text{диап}}^{\text{KF}}$ – составляющая систематической погрешности обусловленной аппроксимацией ГХ ПР в рабочем диапазоне расхода, %.

Составляющую систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией ГХ ПР в рабочем диапазоне расхода $\theta_{\text{диап}}^{\text{KF}}$, %, определяют по формуле

$$\theta_{\text{диап}}^{\text{KF}} = \left| \frac{\overline{\text{KF}_j} - \text{KF}_{\text{диап}}}{\text{KF}_{\text{диап}}} \right|_{\text{max}} \cdot 100. \quad (27)$$

9.3.25.3 Определение относительной погрешности

Относительную погрешность ПР δ , %, определяют по формуле

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_\Sigma + \varepsilon), & \text{если } 0,8 \leq \theta_\Sigma / S_{\text{диап}}^{\text{KF}} \leq 8, \\ \theta_\Sigma, & \text{если } \theta_\Sigma / S_{\text{диап}}^{\text{KF}} > 8 \end{cases} \quad (28)$$

где $Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\theta_\Sigma / S_{\text{диап}}^{\text{KF}}$, значение которого берут из таблицы В.2 приложения В.

9.3.26 Определение погрешностей при реализации ГХ ПР в ИВК в виде кусочно-линейной аппроксимации

При таком виде реализации ГХ составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для каждого k-го поддиапазона расхода.

9.3.26.1 Определение случайной составляющей погрешности

Случайную составляющую погрешности ПР ε_k , %, определяют по формуле

$$\varepsilon_k = t_{(p,n)} \cdot S_k^{KF}, \quad (29)$$

где S_k^{KF} – значение СКО, определенное по формуле (17).

Примечание – При определении $t_{(p,n)}$ принимают: $n = (n_j + n_{j+1})_k$.

9.3.26.2 Определение систематической составляющей погрешности

Систематическую составляющую погрешности $\theta_{\Sigma k}$, %, определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ТПУ}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_k^{\text{YOI}})^2 + (\theta_k^{KF})^2 + (\delta_{0k}^{\text{mac}})^2}, \quad (30)$$

где θ_k^{KF} – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией ГХ ПР в k-м поддиапазоне расхода, %;

δ_{0k}^{mac} – относительная погрешность стабильности нуля в k-м поддиапазоне, %.

Составляющую систематической погрешности, обусловленную аппроксимацией ГХ ПР в k-м поддиапазоне расхода θ_k^{KF} , %, определяют по формуле

$$\theta_k^{KF} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{\overline{KF}_j - \overline{KF}_{j+1}}{\overline{KF}_j + \overline{KF}_{j+1}} \right|_{(k)} \cdot 100. \quad (31)$$

Относительную погрешность стабильности нуля δ_{0k}^{mac} , %, определяют по формуле

$$\delta_{0k}^{\text{mac}} = \frac{ZS}{Q_{k\min} + Q_{k\max}} \cdot 100, \quad (32)$$

где $Q_{k\min}$, – минимальное и максимальное значения расхода в k-м поддиапазоне (в начале и в конце k-го поддиапазона) соответственно, т/ч.

9.3.26.3 Определение относительной погрешности

Относительную погрешность ПР δ_k , %, определяют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(p)} \cdot (\theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} \leq 8; \\ \theta_{\Sigma k}, & \text{если } \theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} > 8; \end{cases} \quad (33)$$

9.3.27 Оценивание относительных погрешностей

9.3.27.1 Оценивают значения относительных погрешностей, определенных по 0 (или 0, или 0) – в зависимости от способа и вида реализации ГХ, для чего проверяют выполнение условий:

- для ПР, используемого в качестве контрольного

$$(|\delta|, |\delta_k|) \leq \pm 0,20 \%; \quad (34)$$

- для ПР, используемого в качестве рабочего

$$(|\delta|, |\delta_k|) \leq 0,25\%. \quad (35)$$

9.3.27.2 Если для ПР, применяемого в качестве контрольного, не выполняется условие (34) и для ПР, применяемого в качестве рабочего не выполняется условие (35) в зависимости от вида реализации ГХ, то выясняют причины, устраняют их и проводят повторные операции.

9.3.27.3 При невыполнении одного из условий по 0 рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках расхода;
- уменьшить рабочий диапазон, если ГХ ПР реализуется в ПЭП в виде постоянного значения градуировочного коэффициента ($K_{гр}$) или коэффициента коррекции (meter-factor – $MF_{диап}$), или в ИВК в виде постоянного значения К-фактора в рабочем диапазоне ($KF_{диап}$, импульсы/т);

- увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазон расхода), если ГХ ПР реализуется в ИВК в виде кусочно-линейной аппроксимации значений \overline{KF}_j (импульсы/т).

9.3.28 Операции по 9.3 проводят в автоматизированном режиме по алгоритмам в соответствии с МИ 3151–2008, реализованным в ИВК.

Результаты измерений заносят в протокол. Допускается использовать форму протокола, приведенную в МИ 3151 - 2008.

Результат считают положительным, если относительная погрешность для измерительного канала массового расхода нефти №1- №5 не превышает $\pm 0,25$ %.

Результат считают положительным, если относительная погрешность для измерительного канала массового расхода нефти №6 не превышает $\pm 0,20$ % (при применении ПР в качестве контрольного в точке расхода), $\pm 0,25$ % (при применении ПР в качестве резервного).

9.4 Контроль относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти

При получении положительных результатов по п. 9.1, п. 9.3 настоящей методики проверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %.

9.5 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН проводят расчетным методом.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta_{Мн}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Мн} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{Мб})^2 + \frac{(\Delta_{W_B})^2 + (\Delta_{W_{МП}})^2 + (\Delta_{W_{XC}})^2}{\left[1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right]^2}}, \quad (36)$$

где $\delta_{Мб}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

Δ_{W_B} – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;

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

$\Delta_{W_{XC}}$ – 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_{xc} – 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 33701-2015. Для доверительной вероятности $P=0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , % массовая доля, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (37)$$

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

r – сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

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

$$\Delta_{w_b} = \sqrt{\frac{R_b^2 - 0,5 \cdot r_b^2}{2}}, \quad (38)$$

где R_b – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014, выраженная в массовых долях, %;

r_b – сходимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014, выраженная в массовых долях, %.

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

$$\Delta_{w_{мп}} = \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (39)$$

где $R_{мп}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370-2018, выраженная в массовых долях, %;

$r_{мп}$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370-2018, выраженная в массовых долях, %.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534-2021 принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} .

Значение сходимости $r_{xcм}$, выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcм}}{\rho_{изм}^л}, \quad (40)$$

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

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

$$\Delta_{W_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{имз} \cdot \sqrt{2}}. \quad (41)$$

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

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_{изм}^д}, \quad (42)$$

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

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

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9 методики поверки, а именно:

- СИ, входящие в состав СИКН (за исключением ПР), имеют запись в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;
- значение относительной погрешности измерений массового расхода нефти ИК массового расхода нефти №1- №5 не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %;
- значение относительной погрешности измерений массового расхода нефти ИК массового расхода нефти №6 не превышает установленные пределы $\pm 0,20$ % (при применении ПР в качестве контрольного в точке расхода), $\pm 0,25$ % (при применении ПР в качестве резервного);
- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %;
- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %.

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

11 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки произвольной формы.

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

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Коэффициенты линейного расширения (α_t) и значения модуля упругости (Е) материала стенок ТПУ

А.1 Коэффициент линейного расширения и значение модуля упругости материала стенок ТПУ определяют из таблицы А.1.

Таблица А.1 – Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материала стенок ТПУ

Материал стенок ТПУ	$\alpha_t, ^\circ\text{C}^{-1}$	Е, МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,1 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \cdot 10^{-6}$	$1,0 \cdot 10^5$
Латунь	$17,8 \cdot 10^{-6}$	—
Алюминий	$24,5 \cdot 10^{-6}$	—
Медь	$17,4 \cdot 10^{-6}$	—
Примечание – Если значения α_t и Е приведены в паспорте ТПУ, то в расчетах используют паспортные значения.		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б (рекомендуемое)

Вычисление значений $V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}}$ и $\rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}}$ при использовании ИВК

Б.1 Значение $V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}}$ вычисляют по формуле

$$V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}} = V_0^{\text{ТПУ}} \cdot k_{ij}^t \cdot k_{ij}^p, \quad (\text{Б.1})$$

где k_{ij}^t – коэффициент, учитывающий влияние температуры рабочей жидкости на вместимость ТПУ, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^t = 1 + 3\alpha_t \cdot (\bar{t}_{ij}^{\text{ТПУ}} - 10), \quad (\text{Б.1-1})$$

k_{ij}^p – коэффициент, учитывающий влияние давления рабочей жидкости на вместимость ТПУ, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^p = 1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}}. \quad (\text{Б.1-2})$$

Б.2 Значение $\rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}}$ вычисляют по формуле

$$\rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}} = \rho_{ij}^{\text{ПП}} \cdot k_{ij}^{\Delta t} \cdot k_{ij}^{\Delta p}, \quad (\text{Б.2})$$

где $k_{ij}^{\Delta t}$ – коэффициент, учитывающий разность температуры рабочей жидкости в поточном ПП и ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{\Delta t} = 1 + \beta_{\text{ж}ij} \cdot (\bar{t}_{ij}^{\text{ПП}} - \bar{t}_{ij}^{\text{ТПУ}}), \quad (\text{Б.2-1})$$

$k_{ij}^{\Delta p}$ – коэффициент, учитывающий разность давления рабочей жидкости в поточном ПП и ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{\Delta p} = 1 + \gamma_{\text{ж}ij} \cdot (\bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}} - P_{ij}^{\text{ПП}}). \quad (\text{Б.2-2})$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(справочное)

Определение значений квантиля распределения Стьюдента $t_{(P, n)}$
и коэффициента $Z_{(P)}$

В.1 Значение квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,95$ в зависимости от количества измерений n определяют из таблицы В.1.

Таблица В.1 – Значения квантиля распределения Стьюдента ($t_{(P, n)}$) при $P = 0,95$

n-1	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$t_{(P, n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162	2,145	2,132	2,120

Продолжение таблицы В.1

n-1	17	18	19	20
$t_{(P, n)}$	2,110	2,101	2,093	2,086

В.2 Значение коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$ в зависимости от величины соотношения θ_{Σ} / S определяют из таблицы В.2 ($\theta_{\Sigma} / S \Rightarrow \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{\text{KF}}$ или $\theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{\text{MF}}$, или $\theta_{\Sigma k} / S_k^{\text{KF}}$).

Таблица В.2 – Значения коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$

θ_{Σ} / S	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{(P)}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(справочное)

Определение коэффициентов объемного расширения и сжимаемости рабочей жидкости

Г.1 Коэффициенты объемного расширения ($\beta_{\text{ж}}$, $^{\circ}\text{C}^{-1}$) и сжимаемости ($\gamma_{\text{ж}}$, МПа^{-1}) определяют по реализованным в ИВК алгоритмам, разработанным согласно МИ 2823. В этом случае значения коэффициентов определяют при каждом измерении ($\beta_{\text{ж}}$ и $\gamma_{\text{ж}}$).

Г.2 При отсутствии алгоритмов согласно Г.1 коэффициенты объемного расширения ($\beta_{\text{ж}}$, $^{\circ}\text{C}^{-1}$) и сжимаемости ($\gamma_{\text{ж}}$, МПа^{-1}) определяют по таблицам МИ 2823