

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора филиала



А.С. Тайбинский

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 1104
ПСП «УРЕНГОЙ - ПУР-ПЭ» РЕЗЕРВНАЯ

Методика поверки

МП 1644-14-2024

Заместитель начальника научно-исследовательского отдела

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: (843) 299-72-00

г. Казань
2024 г.

РАЗРАБОТАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Загидуллин Р.И.

СОГЛАСОВАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

ВЗАМЕН

МП 1344-14-2021

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1104 ПСП «Уренгой - Пур-Пэ» резервная (далее – СИКН) и устанавливает объем, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок СИКН на месте ее эксплуатации.

Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений в соответствии с требованиями Государственной поверочной схемы (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356, обеспечивающим передачу единицы массового и объемного расхода жидкости, массы и объема жидкости в потоке от рабочего эталона 2-го разряда и прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы массы (килограмма) ГЭТ 3-2020 и Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

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

По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, допускается проведение поверки СИКН в части отдельных измерительных каналов (ИК) массы и массового расхода нефти.

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

Таблица 1 – Метрологические требования

Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности при применении в качестве рабочего средства измерений
от 85 (74) до 1039 (800) м ³ /ч (т/ч)	при измерениях массы брутто нефти $\pm 0,25$ %; при измерениях массы нетто нефти $\pm 0,35$ %

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Проведение операции при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняются операции поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Контроль условий поверки	Да	Да	7.2
Опробование средства измерений	Да	Да	7.3
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят до устранения выявленных несоответствий.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации.

Примечание – Диапазон измерений СИКН определяется, исходя из диапазонов измерений расхода, в котором определены метрологические характеристики ИК массы и массового расхода нефти. При этом фактический диапазон измерений СИКН не может превышать диапазон измерений, указанный в описании типа СИКН.

3.2 Характеристики СИКН, условия эксплуатации и параметры нефти при проведении поверки должны соответствовать, приведенным в описании типа СИКН.

3.3 Соответствие параметров нефти проверяют по данным паспорта качества нефти.

3.4 При определении метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти соблюдают следующие условия:

- определение метрологических характеристик проводят на месте эксплуатации;
- изменение температуры нефти за время одного измерения по абсолютной величине не должно превышать 0,2 °С;
- изменение расхода нефти при выполнении измерений в точке расхода не должно превышать $\pm 2,5$ % от установленного значения;
- содержание свободного газа в нефти не допускается;
- избыточное давление нефти в конце технологической схемы рекомендуется устанавливать не менее 0,3 МПа;
- требуемое значение расхода устанавливают с помощью регулятора расхода, установленного в конце технологической схемы по потоку нефти.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Рекомендуемые типы средств поверки
Пункт 7.2 Контроль условий поверки	Средство измерений температуры окружающего воздуха с диапазоном измерений, обеспечивающим измерение температуры окружающего воздуха в условиях эксплуатации СИКН	Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7 (регистрационный номер 71394-18) Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11)
Раздел 9 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение	Рабочий эталон 1 разряда по части 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (установка трубопоршневая),	Установка поверочная CALIBRON серии S (далее – КИ) (регистрационный номер 49021-12)

Продолжение таблицы 3

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Рекомендуемые типы средств поверки
соответствия средства измерений метрологическим требованиям	утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26.09.2022 № 2356 с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %	
	Поточный преобразователь плотности (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³	Преобразователь плотности и расхода CDM модификации CDM100P (регистрационный номер 63515-16)
	Средство измерений избыточного давления с унифицированным выходным сигналом, обеспечивающие измерения избыточного давления в условиях эксплуатации СИКН с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %	Датчики давления Метран-150 (регистрационный номер 32854-13)
	Средство измерений температуры с унифицированным выходным сигналом, обеспечивающие измерения температуры в условиях эксплуатации СИКН с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °C	Преобразователи температуры программируемые ТСПУ 031 (регистрационный номер 46611-16)
	Устройство обработки информации (далее – УОИ) с пределами допускаемой относительной погрешности при вычислении коэффициентов преобразования и поправочных коэффициентов преобразователей расхода $\pm 0,025$ %	Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (регистрационный номер 64224-16)
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 поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда:

- Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ;

- в области промышленной безопасности:

- Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от

15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»);

- другие действующие законодательные акты и отраслевые нормативные документы;

- в области пожарной безопасности:

- Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»;

- Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены Приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»;

- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии (утверждены Приказом Минэнерго РФ от 12.08.2022 № 811 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии»);

- в области охраны окружающей среды:

- Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;

- Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

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

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

- на компонентах СИКН не должно быть видимых дефектов, способных оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;

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

6.2 При внешнем осмотре ИК массы и массового расхода нефти устанавливают соответствие расходомера массового Promass модификации Promass 300 (далее – СРМ), входящего в состав ИК, следующим требованиям:

- комплектность должна соответствовать перечню, указанному в эксплуатационных документах;

- должны отсутствовать механические повреждения, препятствующие его применению, дефекты внешних покрытий, ухудшающих его внешний вид;

- надписи и обозначения, нанесенные на корпусе (маркировочной табличке), должны быть четкими и соответствовать требованиям эксплуатационных документов;

- должны отсутствовать нарушения герметичности кабельных вводов в электронном преобразователе, видимые повреждения кабелей;

- заземление первичного преобразователя расхода СРМ и электронного преобразователя СРМ должно соответствовать требованиям эксплуатационных документов, должны отсутствовать повреждения заземляющих проводов.

6.3 СИКН, непрошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается до устранения выявленных дефектов.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

7.1.1 Проверяют герметичность СИКН.

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

7.1.2 Проверяют наличие действующих свидетельств об аттестации эталонов и/или наличие сведений о положительных результатах поверки средств измерений, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и/или знаков поверки, нанесенных на средства измерений, и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) средств измерений, заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки, применяемых при проведении поверки.

7.1.3 СРМ и КП подключают друг с другом последовательно, подготавливают технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность.

7.1.4 Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилей (кранов), установленных на технологических трубопроводах СИКН, КП и при необходимости в блоке контроля качества (БКК).

7.1.5 Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, в технологической схеме поверки создают максимальное рабочее давление, которое может быть при поверке. СИКН считают испытанной на герметичность, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи нефти через фланцевые соединения, через сальники запорной арматуры, дренажных и воздушных вентилей (кранов).

7.1.6 Проверяют отсутствие протечек нефти через затворы запорной арматуры, дренажных и воздушных вентилей (кранов) при их закрытом положении. Если отсутствует возможность проверки герметичности затворов запорной арматуры, вентилей (кранов) или установлено наличие протечек, то во фланцевые соединения устанавливают металлические заглушки.

7.1.7 Проводят проверку отсутствия протечек нефти, минуя поршень КП согласно его эксплуатационных документов.

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

7.1.9 Контролируют стабилизацию температуры нефти в технологической схеме, для чего при любом значении расхода проводят несколько последовательных пусков поршня КП. Температуру считают стабильной, если за период пусков поршня изменение температуры нефти в технологической схеме (КП – СРМ) по абсолютной величине не превышает 0,2 °С.

7.1.10 Подготавливают средства поверки согласно их эксплуатационных документов.

7.1.11 При вводе СРМ в эксплуатацию или при использовании измерительного контроллера (измерительно-вычислительного комплекса), входящего в состав КП, проводят следующие операции:

- проводят конфигурирование импульсного выхода электронного преобразователя (далее – ПЭП) СРМ в соответствии с эксплуатационными документами. В память ПЭП вводят максимальное значение диапазона расхода, установленного заводом-изготовителем

для СРМ $Q_{\max}^{\text{зав}}$, т/ч и значение частоты f , Гц условно соответствующее $Q_{\max}^{\text{зав}}$.

Принимают:

$$f \leq f_{\text{вх max}} \leq f_{\text{вых}}^{\text{мас}}, \quad (1)$$

где $f_{\text{вх max}}$ – максимальная входная частота УОИ, применяемого при определении метрологических характеристик, Гц;

$f_{\text{вых}}^{\text{мас}}$ – максимальная выходная частота СРМ, Гц.

Примечания

1 При конфигурировании вместо $Q_{\max}^{\text{зав}}$, т/ч, допускается применять верхний предел рабочего диапазона расхода СРМ (верхний предел диапазона измерений ИК массы и массового расхода нефти).

2 Если используют отдельный измерительный контроллер (измерительно-вычислительный комплекс), то в выражении (1) используют минимальное из двух значений $f_{\text{вх max}}$, Гц, указанных для ИВК и отдельного измерительного контроллера (измерительно-вычислительного комплекса).

- в память УОИ вводят значение коэффициента преобразования СРМ по импульсному выходу $KF_{\text{конф}}$, имп/т, вычисляемого по формуле

$$KF_{\text{конф}} = \frac{f \cdot 3600}{Q_{\max}^{\text{зав}}}; \quad (2)$$

- выполняют конфигурирование каналов измерений температуры, давления, плотности УОИ.

7.1.12 Вводят в память УОИ и/или автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН необходимые данные (значение вместимости калиброванного участка КП и др.) или проверяют достоверность и правильность ранее введенных данных.

7.1.13 Проводят установку нуля СРМ согласно эксплуатационным документам.

7.2 Контроль условий поверки

Проводят контроль условий поверки. Условия при поверке должны соответствовать требованиям раздела 3 настоящей методики поверки.

7.3 Опробование

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

- проверяют наличие электропитания элементов СИКН и средств измерений;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и контроллерами измерительными FloBoss S600+ (далее – ИВК), ИВК и автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора СИКН;
- проверяют работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;
- используя печатающее устройство с ИВК и АРМ оператора СИКН, распечатывают пробные отчеты (протоколы поверки и др. отчеты).

7.3.2 Опробование при определении метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти комплектным способом.

7.3.2.1 Проверяют индикацию на дисплее УОИ или мониторе АРМ оператора СИКН текущих значений:

- плотности нефти;
- температуры и давления нефти в КП, в ПП.

7.3.2.2 Устанавливают минимальное значение расхода рабочего диапазона, запускают поршень КП и проводят пробное(ые) измерение(я).

При прохождении поршнем детектора «старт» в УОИ начинается отсчет нарастающих значений:

- количества импульсов, выдаваемых СРМ;
- времени прохождения поршнем калиброванного участка КП.

При прохождении (достижении) поршнем детектора «стоп» в УОИ отсчет нарастающих значений перечисленных параметров прекращается.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) ИВК и АРМ оператора СИКН, входящих в состав СИКН, сведениям, приведенным в описании типа СИКН.

8.2 Определение идентификационных данных ПО ИВК проводят в следующей последовательности:

- в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню 5 «SYSTEM SETTINGS»;
- нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню 7 «SOFTWARE VERSION»;
- нажатием клавиши «Стрелка вправо» и «Стрелка влево» получить идентификационные данные с дисплея:

VERSION CONTROL FILE CSUM – цифровой идентификатор ПО;

VERSION CONTROL APPLICATION SW – номер версии (идентификационный номер ПО).

8.3 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора.

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора необходимо на мониторе АРМ оператора в правой части основного окна нажать вкладку «Просмотр идентификационных данных ПО».

8.4 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора СИКН соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1 Проверяют наличие сведений о положительных результатах поверки, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, а также, при наличии, знаков поверки, нанесенных на средства измерений (измерительные компоненты), и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) средств измерений (измерительных компонентов), заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки, средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав СИКН (за исключением СРМ, входящих в состав ИК массы и массового расхода нефти, – в случае определения метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти комплектным методом).

Средства измерений (измерительные компоненты) на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в

свидетельствах (сертификатах) об утверждении типа (описаниях типа) данных средств измерений (измерительных компонентов) или размещенных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Примечание – Показывающие средства измерений температуры и давления должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, указанными в свидетельствах (сертификатах) об утверждении типа (описаниях типа) данных средств измерений или размещенных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

9.2 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти

Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти проводят поэлементным методом или комплектным методом.

9.3 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти поэлементным методом.

Проверяют наличие сведений о положительных результатах поверки, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, а также, при наличии, знаков поверки, нанесенных на средства измерений (измерительные компоненты), и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) средств измерений (измерительных компонентов), заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки, средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав ИК массы и массового расхода нефти.

При выполнении данного условия относительную погрешность ИК массы и массового расхода нефти принимают равной $\pm 0,25\%$.

9.4 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти комплектным методом.

9.4.1 Метрологические характеристики определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона СРМ и значениях, установленных с интервалом 25-30 % от верхнего предела рабочего диапазона.

Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от $Q_{\min}$ в сторону увеличения или от $Q_{\max}$ в сторону уменьшения.

Примечания

1 Допускается определение метрологических характеристик проводить в трех точках рабочего диапазона расхода СРМ: при минимальном $Q_{\min}$, среднем $[0,5 \cdot (Q_{\min} + Q_{\max})]$ и максимальном $Q_{\max}$ значениях расхода.

2 Рабочий диапазон расхода СРМ определяет владелец СИКН, при этом рабочий диапазон не должен превышать диапазон измерений расхода СИКН.

9.4.2 Значение поверочного расхода Q_{ij} , т/ч проверяют после каждого прохода поршня, вычисляя его значение по формуле

$$Q_{ij} = \frac{V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}} \cdot 3600}{T_{ij}} \cdot \rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

где $V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}}$ – вместимость калиброванного участка КП, приведенная к рабочим условиям в КП,

при i -м измерении в j -й точке расхода, м^3 (вычисляют по формуле (4));

T_{ij} – время прохода поршнем калиброванного участка КП при i -м измерении в j -й точке расхода, с;

$\rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}}$ – плотность нефти, измеренная ПП (в БКК) и приведенная к рабочим условиям в КП, при i -м измерении в j -й точке расхода, $\text{кг}/\text{м}^3$ (вычисляют по формуле (6)).

9.4.3 Отклонение установленного расхода в точке от требуемого (задаваемого) значения не должно превышать 2,0 %. В случае невыполнения данного условия проводят корректировку расхода.

9.4.4 Вместимость калиброванного участка КП, приведенную к рабочим условиям в КП, при i -м измерении в j -й точке расхода $V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}}$, м^3 вычисляют по формуле

$$V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}} = V_0^{\text{КП}} \cdot \left[1 + 2\alpha_t^{\text{цил}} \cdot (t_{ij}^{\text{КП}} - 20) + \alpha_t^{\text{ст}} \cdot (t_{ij}^{\text{ст}} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot P_{ij}^{\text{КП}} \right), \quad (4)$$

где $V_0^{\text{КП}}$ – вместимость калиброванного участка КП (при стандартных условиях), м^3 , (берут из свидетельства о поверке или протокола поверки);

$\alpha_t^{\text{цил}}$ – коэффициент линейного расширения материала цилиндра КП, $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (определяют по таблице Б.1 приложения Б);

$t_{ij}^{\text{КП}}$ – значение температуры нефти в КП при i -м измерении в j -й точке расхода, $^{\circ}\text{C}$;

$\alpha_t^{\text{ст}}$ – коэффициент линейного расширения материала стержня, на котором установлены оптические сигнализаторы (детекторы), $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (определяют по таблице Б.1 приложения Б);

$t_{ij}^{\text{ст}}$ – температура стержня, на котором установлены оптические сигнализаторы (детекторы), при i -м измерении в j -й точке расхода, $^{\circ}\text{C}$;

D – внутренний диаметр калиброванного участка КП (берут из эксплуатационных документов на КП или протокола поверки КП), мм;

Примечание – Внутренний диаметр калиброванного участка КП следует применять с коэффициентом (0,95 или 1), который применялся для вычисления его вместимости при поверке.

E – модуль упругости материала стенок КП, МПа (определяют по таблице Б.1 приложения Б);

s – толщина стенок калиброванного участка КП (берут из эксплуатационных документов на КП или протокола поверки КП), мм;

$P_{ij}^{\text{КП}}$ – значение давления нефти в КП при i -м измерении в j -й точке расхода, МПа.

9.4.5 В каждой j -й точке расхода проводят не менее пяти серий проходов поршня КП ($n_{\text{исер } j} \geq 5$). Для каждой i -й серии в j -й точке устанавливают не менее пяти и не более 20 проходов поршня ($5 \leq l_{\text{исер } j} \leq 20$). Количество проходов $l_{\text{исер } j}$ выбирают, учитывая возможное изменение свойств нефти при поверке (плотности, вязкости, температуры и т. д.).

9.4.6 Для каждой i -й серии проходов поршня в j -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол поверки СИКН, рекомендуемая форма которого приведена в приложении А, средние арифметические значения за количество проходов поршня, равное $l_{\text{исер } j}$:

- количества импульсов, выдаваемых СРМ $\overline{N}_{ij}^{\text{mac}}$, имп.;

- температуры и давления нефти в КП $\overline{t}_{ij}^{\text{КП}}$, $^{\circ}\text{C}$ и $\overline{P}_{ij}^{\text{КП}}$, МПа соответственно;

- температуры и давления нефти в ПП (в БКК) $\bar{t}_{ij}^{\text{ПП}}$, °С и $\bar{P}_{ij}^{\text{ПП}}$, МПа соответственно;
- плотности нефти, измеренной ПП (в БКК), $\bar{\rho}_{ij}^{\text{ПП}}$, кг/м³;
- массового расхода $\bar{Q}_{ij}$, т/ч.

9.4.7 Обработка результатов измерений.

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

$$M_{ij}^{\text{рз}} = V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}} \cdot \rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}, \quad (5)$$

9.4.7.2 Плотность нефти, измеренную ПП (в БКК) и приведенную к рабочим условиям в КП, при i -м измерении в j -й точке расхода $\rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}}$, кг/м³, вычисляют по формуле

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

где $\rho_{ij}^{\text{ПП}}$ – плотность нефти, измеренная ПП (в БКК), кг/м³;

$\beta_{\text{ж } ij}$ – коэффициент объемного расширения нефти, °С⁻¹, значение которого рекомендуется определять в соответствии с Рекомендациями по метрологии Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения»;

$t_{ij}^{\text{ПП}}$ – значение температуры нефти в ПП при i -м измерении в j -й точке расхода, °С;

$\gamma_{\text{ж } ij}$ – коэффициент сжимаемости нефти, МПа⁻¹, значение которого рекомендуется определять в соответствии с Рекомендациями по метрологии Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения»;

$P_{ij}^{\text{ПП}}$ – значение давления нефти в ПП при i -м измерении в j -й точке расхода, МПа.

9.4.7.3 Вычисляют коэффициент преобразования для i -го измерения в j -й точке расхода KF_{ij} , имп/т, по формуле

$$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{\text{mac}}}{M_{ij}^{\text{рз}}}, \quad (7)$$

где N_{ij}^{mac} – количество импульсов, выдаваемое СРМ за время i -го измерения в j -й точке расхода, имп.;

9.4.7.4 Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента преобразования в j -й точке расхода $\overline{KF}_j$ по формуле

$$\overline{KF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ij}}{n_j}, \quad (8)$$

где n_j – количество измерений в j -й точке расхода, принимают равным $n_{\text{исп } j}$.

9.4.7.5 Среднее квадратическое отклонение (СКО) результатов измерений для точек расхода при реализации градуировочной характеристики в виде кусочно-линейной аппроксимации S_k^{KF} , % вычисляют по формуле

$$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ij} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100. \quad (9)$$

9.4.7.6 Проверяют выполнение условия

$$S_k^{KF} \leq 0,05 \%. \quad (10)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении данного условия при необходимости проводят повторные измерения по п.9.4.5 или п.9.4.6.

9.4.7.7 Границу случайной погрешности для k -го поддиапазона расхода при доверительной вероятности $P=0,95$ ε_k , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon_k = t_{(P,n)} \cdot S_k^{KF}, \quad (11)$$

где $t_{(P,n)}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений $n = (n_j + n_{j+1})_k$

(определяют по таблице Б.2 приложения Б);

9.4.7.8 Границу неисклученной систематической погрешности $\Theta_{\Sigma k}$, % при реализации градуировочной характеристики в виде кусочно-линейной аппроксимации для k -го поддиапазона расхода вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{КП})^2 + (\delta_{ПП})^2 + (\Theta_t)^2 + (\delta_k^{УОИ})^2 + (\Theta_k^{KF})^2 + (\delta_{0k}^{mac})^2}, \quad (12)$$

где $\delta_{КП}$ – пределы допускаемой относительной погрешности КП, %, (берут из описания типа на КП или свидетельства о поверке);

$\delta_{ПП}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ПП, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{ПП} = \frac{\Delta \rho}{\rho_{min}} \cdot 100, \quad (13)$$

где $\Delta \rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, кг/м³;

ρ_{min} – наименьшее значение плотности нефти при условиях эксплуатации СИКН или за время проведения поверки, кг/м³;

Θ_t – граница неисклученной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры нефти в КП и ПП, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_t = \beta_{max} \cdot \sqrt{(\Delta t_{КП})^2 + (\Delta t_{ПП})^2} \cdot 100, \quad (14)$$

где β_{max} – максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения нефти при всех измерениях в точках рабочего диапазона, 1/°C;

$\Delta t_{КП}, \Delta t_{ПП}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности средств измерений температуры, применяемых для измерений температуры нефти в КП и ПП соответственно, °C;

$\delta_k^{УОИ}$ – пределы допускаемой относительной погрешности УОИ при вычислении коэффициентов преобразования и поправочных коэффициентов преобразователей расхода, %;

Θ_k^{KF} – граница неисклученной систематической погрешности в k -м поддиапазоне расхода, обусловленная погрешностью аппроксимации градуировочной характеристики, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_k^{KF} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{\overline{KF_j} - \overline{KF_{j+1}}}{\overline{KF_j} + \overline{KF_{j+1}}} \right|_{(k)} \cdot 100, \quad (15)$$

δ_{0k}^{mac} – значение относительной погрешности стабильности нуля СРМ, % вычисляют по формуле

$$\delta_{0k}^{mac} = \frac{2 \cdot ZS}{Q_{min k} + Q_{max k}} \cdot 100, \quad (16)$$

где ZS – значение стабильности нуля, т/ч (берут из описания типа или эксплуатационных документов);

$Q_{min k}$, $Q_{max k}$ – минимальное и максимальное значение расхода в k -м поддиапазоне расхода соответственно, т/ч.

Примечание – Значение δ_{0k}^{mac} определяют только для тех СРМ, для которых δ_{0k}^{mac} является составляющей относительной погрешности СРМ согласно описания типа.

9.4.7.9 Относительную погрешность ИК массового расхода и массы нефти в k -м поддиапазоне расхода δ_k , %, вычисляют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\Theta_{\Sigma k} + \epsilon_k) & \text{если } 0,8 \leq \Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma k} & \text{если } \Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} > 8 \end{cases}, \quad (17)$$

где $Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\Theta_{\Sigma} / S_k^{KF}$, значение которого определяют по таблице Б.3 приложения Б.

9.4.7.10 Оценивание относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти

Проверяют выполнение условия

$$\delta_k \leq 0,25 \%. \quad (18)$$

При выполнении условия (18) ИК массы и массового расхода нефти допускается к применению.

При невыполнении условия (18) выясняют причины, устраняют их и проводят повторное определение метрологических характеристик.

9.4.7.11 Оформление результатов определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти

Результаты измерений и вычислений заносят в протокол, рекомендуемая форма которого приведена в приложении А.

При заполнении протокола полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Наименование показателя	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Массовый расход, т/ч	–	4
Масса, т	–	6
Объем, м ³	–	6
Вместимость калиброванного участка КП, м ³	–	6
Температура, °С	2	–

Продолжение таблицы 4

Наименование показателя	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Давление, МПа	2	–
Плотность, кг/м ³	–	5
Количество импульсов, имп	2 (при N ≤ 10000)	5 (при N > 10000)
Коэффициент преобразования, имп/т	–	6
СКО, погрешность, %	3	–

Примечание к п. 9.4 – Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти и обработку результатов измерений допускается проводить в соответствии с алгоритмами вычислений по п. 8.2 и п. 9 МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности».

9.5 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При получении положительных результатов по п. 9.1, п. 9.3 (или п.9.4) настоящей методики поверки относительную погрешность измерений массы брутто нефти принимают равной пределам допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти ±0,25 %.

9.6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_B^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (19)$$

где δM_B – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (20)$$

При применении поточного влагомера абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (21)$$

где $\Delta \varphi_B$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти поточным влагомером, %;

ρ_B – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды (при условиях измерений φ_B), кг/м³, принимаемая равной 1000 кг/м³;

ρ_H^B – плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды (при условиях измерений φ_B), кг/м³, принимаемая равной плотности нефти, измеренной поточным

плотномером или измеренной в лаборатории с применением лабораторного преобразователя плотности или ареометра.

Примечание – При различии температур (на величину, превышающую суммарную погрешность средств измерений температуры) в процессе измерения плотности нефти и объемной доли воды в нефти измеренное значение плотности приводят к температуре измерений объемной доли воды в нефти (к условиям измерений φ_B) по формуле (Б.5) ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

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

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (22)$$

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (23)$$

где ρ_H^{XC} – плотность нефти, кг/м^3 , принимаемая равной плотности нефти, измеренной поточным плотномером или измеренной в лаборатории с применением лабораторного преобразователя плотности или ареометра и приведенной к условиям измерений массы нефти по формуле (Б.10) ГОСТ 8.587;

$\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм^3 , вычисляется по формуле

$$\Delta \varphi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (24)$$

$R_B, R_{МП}, R_{XC}$ – воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей» и ГОСТ 21534-2021 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей»;

$r_B, r_{МП}, r_{XC}$ – сходимости методов определения массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 6370 и ГОСТ 21534.

W_B – массовая доля воды в нефти, %, вычисляемая по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером или определяемая в лаборатории.

При измерениях объемной доли воды поточным влагомером массовая доля воды в нефти W_B вычисляется ИВК по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (25)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером, %;

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

$W_{\text{ХС}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{\text{ХС}} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{Н}}^{\text{ХС}}}, \quad (26)$$

где $\varphi_{\text{ХС}}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

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

9.7 При получении положительных результатов по пп. 9.1, 9.3 (или 9.4), 9.5 и 9.6 настоящей методики поверки СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки СИКН положительным.

10 Оформление результатов поверки

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

Примечания

1 Протокол поверки оформляют с применением средств вычислительной техники или вручную.

2 Допускается оформлять протокол поверки в измененном виде, а также в таблицах протокола удалять ненужные и добавлять необходимые столбцы и строки.

10.2 Сведения о результатах поверки СИКН передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений лицом, проводившим поверку СИКН.

10.3 По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае положительных результатах поверки выдают свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

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

При поверке СИКН в части отдельного ИК массы и массового расхода нефти по заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае положительных результатах поверки выдают свидетельство о поверке СИКН в части поверяемого ИК массы и массового расхода нефти.

Протокол поверки является обязательным приложением к свидетельству о поверке.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН и на пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах СРМ, и контрольной проволоке, установленной на ПЭП СРМ.

10.4 По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае отрицательных результатов поверки выдают извещение о непригодности к применению.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____ Стр. из

Наименование средства измерений: _____
Изготовитель: _____
Заводской номер: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:

- температура окружающего воздуха, °С _____.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр средства измерений (раздел 6): _____
(соответствует/не соответствует требованиям раздела 6 МП)
2. Опробование средства измерений (подраздел 7.3): _____
(соответствует/не соответствует требованиям подраздела 7.3 МП)
3. Проверка программного обеспечения средства измерений (раздел 8): _____
_____ идентификационные данные ПО соответствуют/не соответствуют требованиям раздела 8 МП)
4. Определение метрологических характеристик средства измерений
- 4.1 Проверка сведений о результатах поверки средств измерений (измерительных компонентов) (подраздел 9.1): _____
(соответствует/не соответствует требованиям подраздела 9.1 МП)

4.2 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти

4.2.1 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти (подраздел 9.3)

Относительная погрешность ИК массы и массового расхода нефти № 1 и № 2 не превышает $\pm 0,25\%$.

4.2.2 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти № __ (подраздел 9.4)

Место проведения поверки _____

CRM: сенсор _____, Ду _____ мм, зав. № _____; ПЭП _____; ПЭП _____
 модель _____
 наименование объекта (ПСП) _____
 наименование владельца объекта (ПСП) _____

установлен на _____ ИЛ № _____ Рабочая жидкость _____ модель _____

Средства поверки: компакт-прувер типа _____, разряд _____, зав. № _____, дата поверки _____
 поточный ИП типа _____, зав. № _____, дата поверки _____

Таблица 1 – Исходные данные

Компакт-прувера											Поточного ИП		УОИ		Массомера
$V_0^{кп}, м^3$		$\delta_{кп}, \%$	D, мм	s, мм	E, МПа	$\Delta t_{кп}, ^\circ C$	$\delta_{пп}, \%$	$\Delta t_{пп}, ^\circ C$	$\delta_{к}^{УОИ}, \%$	$KF_{конф}$, имп/т	ZS, т/ч				
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				

Таблица 2 – Результаты единичных измерений и вычислений

№ точки/ № отсчета (j/i)	$Q_{ij}, т/ч$	Результаты измерений					Результаты вычислений				
		$\bar{N}_{ij}^{мас}$, имп.	$t_{ij}^{кп}, ^\circ C$	$\bar{P}_{ij}^{кп}$, МПа	$\bar{\rho}_{ij}^{пп}$, кг/м ³	$t_{ij}^{пп}, ^\circ C$	$\bar{P}_{ij}^{пп}$, МПа	$V_{пр ij}^{кп}, м^3$	$\rho_{пр ij}^{пп}$, кг/м ³	$M_{ij}^{рз}$, т	КФ _{ij} , имп/т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1/1 отсч.											
...											
1/n отсч.											
...											
m/1 отсч.											
...											
m/n отсч.											

Таблица 3 – Значения коэффициентов, использованных при вычислениях

$\alpha_t^{\text{изл}}, ^\circ\text{C}^{-1}$	$\alpha_{t_{\text{кв}}}^{\text{изл}}, ^\circ\text{C}^{-1}$	$\alpha_t^{\text{ст}}, ^\circ\text{C}^{-1}$	$t_{(p,n)}$	$Z_{(p)}$
1	2	3	4	5

Таблица 4 – Результаты поверки

Точка расхода (j)	$Q_j, \text{т/ч}$	$\overline{KF}_j, \text{имп/т}$	№ поддиапазона (k)	$Q_{k\text{min}}, \text{т/ч}$	$Q_{k\text{max}}, \text{т/ч}$	$S_k^{\text{KF}}, \%$	$\delta_{0k}^{\text{мас}}, \%$	$\Theta_k^{\text{KF}}, \%$	$\varepsilon_k, \%$	$\Theta_{\Sigma k}, \%$	$\delta_k, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1			1								
2			...								
...			m-1								
m											

Относительная погрешность ИК массы и массового расхода нефти № __ не превышает $\pm 0,25 \%$.

Примечание – В зависимости от применяемого метода определения метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти (поэлементного или комплектного) при оформлении протокола заполняют либо п.4.2.1, либо п.4.2.2 настоящего протокола.

4.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (подраздел 9.5)

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

4.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН (подраздел 9.6)

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

$W_B, \%$	$W_{\text{ХС}}, \%$	$W_{\text{МП}}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{\text{ХС}}, \%$	$\Delta W_{\text{МП}}, \%$	$\delta M_B, \%$	$\delta M_{\text{Н}}, \%$

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

должность лица, проводившего поверку _____ Ф.И.О. _____ Дата поверки _____

подпись

Приложение Б (справочное)

Справочные материалы

Б.1 Коэффициенты расширения и модули упругости

Значения коэффициентов линейного расширения и модули упругости материалов цилиндра КП в зависимости от материала приведены в таблице Б.1.

Таблица Б.1 – Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материалов цилиндра КП

Материал стенок цилиндра и стержня КП	$\alpha_t^{\text{шл}}, \alpha_t^{\text{ст}}, 1/^\circ\text{C}$	Е, МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,068 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$10,8 \cdot 10^{-6}$	$1,965 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304 литая	$15,95 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$17,3 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$17,3 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$
Инвар (только для стержня КП моделей СР, СР-М и ВСР-М)	$1,44 \cdot 10^{-6}$	–
Примечание – Если значения $\alpha_t^{\text{шл}}, \alpha_t^{\text{ст}}$ и Е приведены в технической документации на КП, то используют значения, приведенные в технической документации на КП		

Б.2 Квантиль распределения Стьюдента

Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{(p,n)}$ при доверительной вероятности $P=0,95$ в зависимости от количества измерений приведены в таблице Б.2.

Таблица Б.2 - Значения квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P=0,95$

$n-1$	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$t_{(p,n)}$	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179

Продолжение таблица Б.2

$n-1$	13	14	15	16	17	18	19	20
$t_{(p,n)}$	2,162	2,145	2,132	2,120	2,110	2,101	2,093	2,086

Б.3 Определения коэффициента $Z_{(p)}$

Таблица Б.3 – Значения коэффициента $Z_{\text{пдк}}$ в зависимости от отношения $\Theta_\Sigma/S_k^{\text{KF}}$ при доверительной вероятности $P = 0,95$

$\Theta_\Sigma/S_k^{\text{KF}}$	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