

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
по науке



А.И. Горчев

М.П.

« 28 » октября 2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 260
ПСП «ЧЕРНОВСКОЕ»

Методика поверки

МП 1479-14-2022

Начальник научно-
исследовательского отдела

Р.Р. Нурмухаметов

Тел. отдела: (843) 299-72-00

г. Казань
2022 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 0357-14-2015

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 260 ПСП «Черновское» (далее – СИКН) и устанавливает объём, 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 (СИ) (измерительного компонента) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ (измерительного компонента), то поверяют только это СИ (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).

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 10 до 170 т/ч	ИК массового расхода и массы нефти $\pm 0,25$ %
от 10 до 170 т/ч	при измерении массы брутто нефти $\pm 0,25$ %; при измерении 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
Опробование	Да	Да	7.2
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик средства измерений	Да	Да	9
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	10

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 в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

3.2 Характеристики СИКН и параметры нефти при проведении поверки должны соответствовать характеристикам (параметрам), приведенным в описании типа СИКН.

3.3 Соответствие параметров нефти проверяют по данным паспорта качества нефти.

3.4 При определении метрологических характеристик (МХ) измерительного канала (ИК) массового расхода и массы нефти соблюдают следующие условия:

- определение МХ проводят на месте эксплуатации;
- содержание свободного газа в нефти не допускается;
- изменение температуры нефти за время одного измерения не должно превышать 0,2 °С;
- отклонение массового расхода нефти от установленного значения в процессе определения МХ за время одного измерения не должно превышать $\pm 2,5$ %.

Примечание – Запрещается проводить определение МХ при расходе нефти ниже значения расхода, при котором проводилась проверка установки трубопоршневой на отсутствие протечек во время ее последней поверки.

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
Раздел 9 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 2 разряда по части 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (установка трубопоршневая (далее – ТПУ)), утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm(0,09 - 0,10)$ %	Установка трубопоршневая «Сапфир МН» (регистрационный номер 41976-09)
	Поточный преобразователь плотности (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационные номера 15644-01; 15644-06; 52638-13)

Продолжение таблицы 3

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Рекомендуемые типы средств поверки
	СИ избыточного давления с унифицированным выходным сигналом, обеспечивающие измерения избыточного давления в условиях эксплуатации СИКН с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5\%$	Преобразователи давления измерительные EHX (регистрационный номер 28456-09)
	СИ температуры с унифицированным выходным сигналом, обеспечивающие измерения температуры в условиях эксплуатации СИКН с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$	Датчики температуры 644 (регистрационный номер 39539-08)
	Контроллер измерительный с пределами допускаемой относительной погрешности при вычислении коэффициентов преобразования и поправочных коэффициентов преобразователей расхода $\pm 0,025\%$	Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (далее – ИВК) (регистрационный номер 38623-11)
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:

7.1.4 Проверяют герметичность системы, состоящей из ТПУ, РМ, задвижек и трубопроводов. Для этого устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, в технологической схеме создают максимальное рабочее давление, которое может быть при определении МХ. Систему считают герметичной, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи нефти через фланцевые соединения, через сальники технологических задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилей (кранов).

7.1.5 Проверяют герметичность задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилей (кранов) при их закрытом положении, протечки нефти через которые могут повлиять на результаты измерений при определении МХ. В случае отсутствия возможности проверки герметичности задвижек, вентилей (кранов) или при установлении наличия протечек, во фланцевые соединения устанавливают заглушки.

7.1.6 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 блоке измерений показателей качества нефти, 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).

7.1.7 Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ТПУ в соответствии с эксплуатационными документами. Для двунаправленных ТПУ проверку герметичности устройства пуска и приема поршня проводят в двух направлениях.

7.1.8 Проверяют стабильность температуры нефти. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в измерительной линии РМ, на входе и выходе ТПУ за время одного измерения не превышает $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ по абсолютной величине.

7.1.9 При вводе РМ в эксплуатацию после ремонта или при использовании отдельного измерительного контроллера (измерительно-вычислительного комплекса) в качестве средства поверки, применяемого при определении МХ ИК массового расхода и массы нефти, проводят следующие операции:

- выполняют конфигурирование импульсного выхода электронного преобразователя (далее – ПЭП) РМ: используя коммуникатор или соответствующее программное обеспечение в память ПЭП вводят максимальное значение диапазона расхода, установленного заводом-изготовителем для РМ $Q_{\text{max}}^{\text{зав}}$, т/ч и значение частоты f , Гц условно соответствующее $Q_{\text{max}}^{\text{зав}}$.

Принимают:

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

где $f_{\text{вх max}}$ – максимальная входная частота ИВК, применяемого при определении МХ, Гц, – из технического описания;

$f_{\text{вых}}^{\text{max}}$ – максимальная выходная частота РМ, Гц.

Примечания

1 При конфигурировании вместо $Q_{\text{max}}^{\text{зав}}$, т/ч, допускается применять верхний предел рабочего диапазона расхода РМ (верхний предел диапазона измерений ИК массового расхода и массы 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 ИВК вводят значение коэффициента преобразования РМ по импульсному выходу $KF_{\text{конф}}$, имп/т, вычисляемого по формуле

- 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 массового расхода и массы нефти устанавливают соответствие расходомера-счетчика массового OPTIMASS (далее – РМ), входящего в состав ИК, следующим требованиям:

- комплектность должна соответствовать указанной в эксплуатационных документах;

- на РМ должны отсутствовать механические повреждения и дефекты покрытий, препятствующие его применению;

- надписи и обозначения на РМ должны быть четкими и соответствовать требованиям эксплуатационных документов;

- должны отсутствовать нарушения герметичности кабельных вводов, видимые повреждения кабелей.

6.3 СИКН, не прошедшая 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 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

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

7.1.3 Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилей (кранов), установленных на технологических трубопроводах СИКН и ТПУ.

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

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

7.1.10 Проводят установку нуля РМ согласно эксплуатационным документам.

7.1.11 Подготавливают ТПУ и средства измерений, применяемые при определении МХ ИК массового расхода и массы нефти, к работе согласно их эксплуатационным документам.

7.1.12 Вводят в память ИВК и/или автоматизированного рабочего места (АРМ) операторам СИКН необходимые данные (константы ТПУ и т.д.) или проверяют достоверность и правильность ранее введенных данных.

7.2 Опробование

7.2.1 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 ИВК, ИВК и 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).

7.2.2 Опробование при определении МХ ИК массового расхода и массы нефти

7.2.2.1 Проверяют индикацию на дисплее монитора АРМ оператора СИКН текущих значений плотности нефти, температуры и давления нефти в ТПУ и ПП.

7.2.2.2 Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, запускают поршень ТПУ и проводят пробное измерение. При прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов, а при прохождении второго детектора - за окончанием отсчета импульсов. Результаты измерений количества импульсов наблюдают на дисплее АРМ оператора СИКН.

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 «SYSTEM SETTINGS»;
- нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «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 СИКН проводят в

следующей последовательности:

- в правом нижнем углу главного окна необходимо нажать вкладку «Версия ПО»;
- в открывшемся окне отобразятся идентификационные данные ПО АРМ оператора СИКН.

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

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 СИ (измерительные компоненты), и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) СИ (измерительных компонентов), заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки, СИ (измерительных компонентов), входящих в состав СИКН (за исключением РМ, входящих в состав ИК массового расхода и массы нефти).

СИ (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 СИ (измерительных компонентов) или размещенных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

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

9.2 Определение МХ ИК массового расхода и массы нефти

9.2.1 Определение МХ проводят при крайних значениях рабочего диапазона РМ и значениях, установленных с интервалом 25-30 % от максимального расхода рабочего диапазона. Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от $Q_{\min}$ в сторону увеличения или от $Q_{\max}$ в сторону уменьшения.

Примечания

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

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

3 Значение расхода $Q_{\min}$ не должно быть менее расхода, при котором проведена проверка на отсутствие протечек ТПУ (из действующего протокола поверки ТПУ).

9.2.2 Устанавливают требуемый расход Q_j , т/ч, значение которого контролируют по ТПУ.

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

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

где $V_{пр ij}^{ТПУ}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, приведенная к рабочим условиям в ТПУ, м³;

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

$\rho_{пр ij}^{ПП}$ – плотность нефти при i -м измерении в j -й точке расхода, измеренная ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПУ, кг/м³.

9.2.4 Проверяют выполнение условия

$$\left| \frac{Q_i - Q_{ТПУ ij}}{Q_{ТПУ ij}} \right| \cdot 100 \leq 2,0 \% . \quad (4)$$

В случае невыполнения условия (4) корректируют расход.

9.2.5 После стабилизации расхода и температуры нефти в j -й точке расхода проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ТПУ.

Количество измерений в каждой j -ой точке расхода n_j не менее пяти.

9.2.6 Для каждого i -го измерения в каждой j -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол поверки СИКН, рекомендуемая форма которого приведена в приложении А:

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

Примечания

1 Расход Q_{ij} вычисляют по формуле (3).

2 При реализации градуировочной характеристики (ГХ) РМ в виде кусочно-линейной аппроксимации рекомендуется дополнительно регистрировать выходную частоту РМ.

- количество импульсов, выдаваемое РМ за время одного измерения, N_{ij}^{Tmax} , имп.;
- значения температуры нефти $t_{ij}^{ТПУ}$, °С и давления нефти $P_{ij}^{ТПУ}$, МПа в ТПУ;

Примечание – Температуру и давление нефти принимают равными среднему значению двух измерений - в начале и в конце измерения (прохождение поршня ТПУ от одного детектора до другого). При использовании показывающих средств измерений температуры и давления с визуальным отсчетом допускается фиксировать температуру и давление нефти один раз за время одного измерения.

- значение плотности нефти, измеренное ПП, $\rho_{ij}^{ПП}$, кг/м³;
- значения температуры и давления нефти в ПП $t_{ij}^{ПП}$, °С и $P_{ij}^{ПП}$, МПа соответственно.

9.2.7 Обработка результатов измерений

9.2.7.1 Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода вычисляют значение массы нефти M_{ij}^{P3} , т, используя результаты измерений ТПУ и ПП, по формуле

$$M_{ij}^{P3} = V_{пр ij}^{ТПУ} \cdot \rho_{пр ij}^{ПП} \cdot 10^{-3}, \quad (5)$$

где $V_{\text{пр } ij}^{\text{ТПУ}}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, приведенная к рабочим условиям в ТПУ, м^3 , вычисляют по формуле

$$V_{\text{пр } ij}^{\text{ТПУ}} = V_0^{\text{ТПУ}} \cdot \left[1 + 3\alpha_t \cdot (t_{ij}^{\text{ТПУ}} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot P_{ij}^{\text{ТПУ}} \right), \quad (6)$$

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

α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (определяют по таблице Б.2 приложения Б);

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

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

E – модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа (определяют по таблице Б.2 приложения Б);

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

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

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

$$\rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}} = \rho_{15} \cdot \text{CTL}_{\text{ТПУ}} \cdot \text{CPL}_{\text{ТПУ}}, \quad (7)$$

где ρ_{15} – плотность нефти при температуре 15°C и избыточном давлении 0 МПа ;

$\text{CTL}_{\text{ТПУ}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ТПУ для i -го измерения в j -й точке расхода (вычисляют по приложению В);

$\text{CPL}_{\text{ТПУ}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ТПУ для i -го измерения в j -й точке расхода (вычисляют по приложению В).

Примечание – При применении в качестве поверочной установки компакт-прувера значение $V_{\text{пр } ij}^{\text{ТПУ}}$, м^3 вычисляют по формуле

$$V_{\text{пр } ij}^{\text{КП}} = V_0^{\text{КП}} \cdot \left[1 + 2\alpha_t \cdot (t_{ij}^{\text{КП}} - 20) + \alpha^{\text{ст}} \cdot (t_{ij}^{\text{ст}} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{D}{E \cdot s} \cdot P_{ij}^{\text{КП}} \right), \quad (8)$$

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

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

$\alpha^{\text{ст}}$ – коэффициент линейного расширения материала планки крепления детекторов компакт-прувера или инварового стержня ТПУ, $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (определяют по таблице Б.2 приложения Б);

$t_{ij}^{\text{ст}}$ – температура планки крепления детекторов или инварового стержня, $^{\circ}\text{C}$;

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

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

$$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{\text{mac}}}{M_{ij}^{\text{ps}}}, \quad (9)$$

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

9.2.7.3 Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента преобразования в j -й точке расхода KF_j по формуле

$$KF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ij}}{n_j}. \quad (10)$$

9.2.7.4 Среднее квадратическое отклонение (СКО) результатов измерений в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода S_j^{KF} , %, вычисляют по формуле

$$S_j^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (KF_{ij} - KF_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{KF_j} \cdot 100. \quad (11)$$

9.2.7.5 Проверяют выполнение условия

$$S_j^{KF} \leq 0,04 \%. \quad (12)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

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

9.2.7.6 Границу неисключенной систематической погрешности $\Theta_{\Sigma k}$, % при реализации ГХ в виде кусочно-линейной аппроксимации для k -го поддиапазона расхода вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ТПУ}})^2 + (\Theta_t)^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\delta_k^{\text{COH}})^2 + (\Theta_k^{KF})^2 + (\Theta_z)^2}, \quad (13)$$

где $\delta_{\text{ТПУ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, %, (берут из описания типа на ТПУ);

Θ_t – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляют по формуле

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

где β_{max} – максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$, при всех измерениях в точках рабочего диапазона, значения которых вычисляют по приложению В;

$\Delta t_{\text{ТПУ}}, \Delta t_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности средств измерений температуры, применяемых для измерений температуры нефти в ТПУ и ПП соответственно, $^\circ\text{C}$ (принимают равными $\pm 0,2$ $^\circ\text{C}$);

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

$$\delta_{\text{ПП}} = \frac{\Delta p}{p_{\text{min}}} \cdot 100, \quad (15)$$

где $\Delta\rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, кг/м³ (принимают равными $\pm 0,3$ кг/м³);

$\rho_{\min}$ – наименьшее значение плотности нефти при условиях эксплуатации СИКН, кг/м³ (принимают равным 850 кг/м³);

$\delta_k^{\text{соп}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении коэффициентов преобразования и поправочных коэффициентов преобразователей расхода, % (принимают равными $\pm 0,025$ %);

Θ_k^{KF} – граница неисключенной систематической погрешности в k -м поддиапазоне измерений расхода, обусловленная погрешностью аппроксимацией ГХ, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_k^{\text{KF}} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{KF_j - KF_{j+1}}{KF_j + KF_{j+1}} \right|_{(k)} \cdot 100, \quad (16)$$

Θ_z – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленная нестабильностью нуля (берут из описания типа на РМ), %.

9.2.7.7 СКО среднего значения результатов измерений в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода S_k^{KF} , %, вычисляют по формуле

$$S_k^{\text{KF}} = \frac{(S_j^{\text{KF}})_{k \max}}{\sqrt{n_j}}, \quad (17)$$

где $(S_j^{\text{KF}})_{k \max}$ – СКО результатов вычислений коэффициента преобразований в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, имеющее максимальное значение в k -м поддиапазоне, вычисляют по формуле

$$(S_j^{\text{KF}})_{k \max} = \max((S_1^{\text{KF}})_k, (S_2^{\text{KF}})_k). \quad (18)$$

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

$$\varepsilon_k = t_{0,95} \cdot S_k^{\text{KF}}, \quad (19)$$

где $t_{0,95}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений $n = (n_j + n_{j+1})_k$ (определяют по таблице Б.1 приложения Б);

9.2.7.9 Относительную погрешность ИК массового расхода и массы нефти δ_k , %, вычисляют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\Theta_{\Sigma} + \varepsilon_k) & \text{если } 0,8 \leq \Theta_{\Sigma} / S_k^{\text{KF}} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma} & \text{если } \Theta_{\Sigma} / S_k^{\text{KF}} > 8 \end{cases}, \quad (20)$$

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

9.2.7.10 Оценивание относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти

Проверяют выполнение условия

$$\delta_k \leq 0,25 \%. \quad (21)$$

При выполнении условия (21) ИК массового расхода и массы нефти допускается к применению.

9.2.7.11 Оформление результатов определения относительной погрешности ИК массового расхода

Результаты измерений и вычислений заносят в протокол, рекомендуемая форма которого приведена в приложении А. Допускается в таблицах протокола удалять ненужные и добавлять необходимые столбцы и строки.

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

Таблица 4 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Наименование показателя	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Массовый расход, т/ч	2	–
Масса, т	6	–
Объем (вместимость калиброванного участка ТПУ), м ³	6	–
Температура, °С	1	–
Давление, МПа	2	–
Плотность, кг/м ³	2	–
Количество импульсов, имп	–	7
Интервал времени, с	2	–
Коэффициент преобразования, имп/т	–	6
Частота выходного сигнала, Гц	2	–
СКО, погрешность, %	3	–

9.3 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

При получении положительных результатов по п. 9.1 и п. 9.2 настоящей методики поверки относительную погрешность измерений массы брутто нефти принимают равной относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти $\pm 0,25$ %.

9.4 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН

При получении положительных результатов по п. 9.3 и подтверждении выполнения условия по п. 3.3 настоящей методики поверки относительную погрешность измерений массы нетто нефти принимают равной $\pm 0,35$ %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по разделу 9 настоящей методики поверки, а именно:

- СИ (измерительные компоненты), входящие в состав СИКН, имеют записи в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений о положительных результатах поверки;

- полученное значение относительной погрешности каждого ИК массового расхода и массы нефти не превышает 0,25 %;

- относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН не превышает $\pm 0,25$ %;

- относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН не превышает $\pm 0,35\%$;

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

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляют протоколом поверки СИКН, рекомендуемая форма которого приведена в Приложении А. Допускается оформлять протокол поверки в измененном виде.

При поверке СИКН в части отдельного ИК массового расхода и массы нефти результаты поверки оформляют протоколом поверки СИКН в части соответствующего ИК.

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

11.3 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 массового расхода нефти и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти.

При поверке СИКН в части отдельного(ых) ИК по заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае положительных результатах поверки выдают свидетельство о поверке СИКН в части поверяемого ИК. При этом на оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений массового расхода и пределы допускаемой относительной погрешности ИК.

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 РМ.

Согласно эксплуатационных документов заносят в АРМ оператора СИКН полученные коэффициенты преобразования.

11.4 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: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:

- температура окружающего воздуха, °С _____;
- температура окружающего воздуха в блок-боксе СИКН, °С _____.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует требованиям п.6 методики поверки)
2. Опробование: _____
(соответствует/не соответствует требованиям п.7.2 методики поверки)
3. Проверка программного обеспечения средства измерений: _____
(идентификационные данные ПО соответствует/не соответствует требованиям п.8 методики поверки)
4. Определение метрологических характеристик средства измерений
- 4.1 Проверка сведений о результатах поверки СИ (измерительных компонентов): _____
(соответствует/не соответствует требованиям п.9.1 методики поверки)

Таблица 3 – Результаты поверки

Точка расхода (j)	Q_j , т/ч	f_j , Гц	p_j^{max} , МПа	KF_j , имп/т	№ поддиапазона (k)	Q_{kmin} , т/ч	Q_{kmax} , т/ч	S_k^{KF} , %	Θ_k^{KF} , %	ε_k , %	$\Theta_{\Sigma k}$, %	δ_k , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1					1							
...												
m					m-1							

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

4.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (подраздел 9.3)

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

4.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН (подраздел 9.4)

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

должность лица, проводившего поверку	подпись	Ф.И.О.	Дата поверки
--------------------------------------	---------	--------	--------------

Примечание к заполнению – При поверке СИКН в части отдельных ИК протокол поверки заполняют только в части п.4.2 настоящего протокола.

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 $P=0,95$

$n-1$	3	4	5	6	7	8	9	10	12
$t_{0,95}$	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,179

Б.2 Коэффициенты расширения и модули упругости

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

Таблица Б.2 – Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материалов стенок калиброванного участка ТПУ

Материал стенок ТПУ	α_t , $1/^\circ\text{C}$	E , 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 E приведены в технической документации на ТПУ, то используют значения, приведенные в технической документации на ТПУ

Б.3 Определения коэффициента $Z_{\text{пдж}}$

Таблица Б.3 – Значения коэффициента $Z_{\text{пдж}}$ в зависимости от отношения $\Theta_{\text{спдж}}/S_{\text{пдж}}$ при доверительной вероятности $P = 0,95$

$\frac{\Theta_{\text{спдж}}}{S_{\text{пдж}}}$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{\text{пдж}}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

Приложение В (справочное)

Определение коэффициентов CTL и CPL

В.1 Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL, учитывающего влияние температуры на объем нефти вычисляют по формуле

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

где t – значение температуры нефти, °C;

β_{15} – значение коэффициента объемного расширения нефти при температуре 15 °C и избыточном давлении 0 МПа, 1/°C, вычисляют по формуле

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

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

В.2 Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем нефти вычисляют по формуле

$$CPL = \frac{1}{1 - \gamma_t \cdot P}, \quad (B.3)$$

где γ_t – коэффициент сжимаемости нефти при температуре t , 1/МПа, вычисляют по формуле

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

P – значение избыточного давления нефти, МПа;

В.3 Определение коэффициента β

Значение коэффициента объемного расширения нефти при температуре t β_t , 1/°C вычисляют по формуле

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

В.4 Определение плотности ρ_{15}

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

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

где $\rho_{ПП}$ – значение плотности нефти, измеренное ПП, кг/м³;

$CTL_{ПП}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для $t^{ПП}$ и ρ_{15} ;

$CPL_{пп}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для $t^{пп}$, $P^{пп}$ и ρ_{15} .

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Приложение Г (справочное)

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Для выявления промахов выполняют следующие операции:

Г.1 Определяют СКО результатов вычислений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона по формуле

$$S_j^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (KF_{ij} - KF_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{KF_j} \cdot 100, \quad (\text{Г.1})$$

Примечание – При $S_j^{KF} \leq 0,001$ принимают $S_j^{KF} = 0,001$.

Г.2 Для каждого измерения вычисляют соотношение по формуле

$$U_{ij} = \left| \frac{KF_{ij} - KF_j}{S_j^{KF}} \right|. \quad (\text{Г.2})$$

Г.3 Из ряда вычисленных значений U_{ij} для точки расхода выбирают максимальное значение $U_{j\max}$, которое сравнивают с величиной h , взятой из таблицы В.1 для объема выборки n_j .

Таблица Г.1- Критические значения для критерия Граббса

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

Если $U_{j\max} \geq h$, то подозреваемый результат исключают из выборки как промах, в противном случае результат не исключают.