

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ 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»



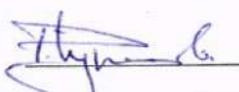
Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 1015  
(РЕЗЕРВНАЯ СХЕМА УЧЕТА)

Методика поверки

МП 1752-14-2025

Начальник научно-  
исследовательского отдела

  
R.P. Нурмухаметов  
Тел.: +7 (843) 299-72-00

г. Казань  
2025 г.

## 1 Общие положения

1.1 Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1015 (резервная схема учета) (далее – СИКН РСУ) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию и периодической поверки при эксплуатации, а также после ремонта.

1.2 Поверка СИКН РСУ в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц массы от рабочего эталона 2-го разряда в соответствии с действующей Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, что обеспечивает прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы массы (килограмма) ГЭТ 3-2020 или к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019. Поверка СИКН РСУ осуществляется методом косвенных измерений.

1.3 Метрологические характеристики средств измерений из состава СИКН РСУ подтверждаются сведениями о положительных результатах поверки, содержащихся в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ).

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

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

Таблица 1

Диапазон измерений расхода измеряемой среды	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %	
от 93,0 до 570,1 м <sup>3</sup> /ч (объемный)	$\pm 0,15$ (объема жидкости)	
от 80,0 до 480,0 т/ч (массовый)	$\pm 0,25$ (массы брутто измеряемой среды)	$\pm 0,35$ (массы нетто измеряемой среды)

## 2 Перечень операций поверки

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

Таблица 2

Наименование операции	Номер раздела (пункта) методики поверки	Проведение операции при	
		первойной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик	9	Да	Да
Проверка результатов поверки средств измерений, входящих в состав системы	9.1	Да	Да

Продолжение таблицы 2

Наименование операции	Номер раздела (пункта) методики поверки	Проведение операции при	
		первой поверке	периодической поверке
Контроль метрологических характеристик ИВК	9.2	Да	Да
Контроль метрологических характеристик СИКН РСУ и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	9.3	Да	Да
Оформление результатов поверки	10	Да	Да

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

### 3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН РСУ проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием информации об объеме проведенной поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН РСУ.

3.2 Характеристики СИКН РСУ и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН РСУ. Проверку соответствия параметров измеряемой среды проводят на основании данных, предоставленных оперативным персоналом СИКН РСУ (отчет, паспорт качества) и визуального контроля на дисплее компьютера автоматизированного рабочего места оператора.

3.3 Определение метрологических характеристик контроллера измерительного FloBoss модели S600+ (далее – ИВК) проводят при следующих условиях:

- температура окружающего воздуха, °C от 15 до 28;
- относительная влажность, %, не более 80;
- атмосферное давление, кПа от 84,0 до 106,7;
- изменение температуры окружающей среды за время поверки, °C, не более 2.

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

### 4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

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

Таблица 3

Операции поверки, требующие применения средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 9.2	Рабочий эталон 2-го разряда (установка трубопоршневая) в соответствии с частью 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 (приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356) с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1\%$	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее - ТПУ), регистрационный № 20054-12
	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А (приказ № 2091 от 01.10.2018)	Устройство поверки вторичной аппаратуры, систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА-Эталон» (далее – устройство поверки вторичной аппаратуры), регистрационный № 29220-05.
	Рабочий эталон 4-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока (приказ № 3456 от 30.12.2019)	Калибратор-измеритель унифицированных сигналов эталонный ИКСУ-260 исп. ИКСУ-260Ex (далее – калибратор), регистрационный № 35062-07
	Средства измерений параметров окружающей среды: - температуры в диапазоне значений от 5 °C до 40 °C с абсолютной погрешностью не более $\pm 0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; - относительной влажности в диапазоне значений от 0 % до 80 % с абсолютной погрешностью не более $\pm 2\%$ ; - атмосферного давления в диапазоне от 84,0 до 106,7 кПа с абсолютной погрешностью не более $\pm 0,3$ кПа. Персональный компьютер с программным обеспечением Config 600	Термогигрометр ИВА-6 модификации ИВА-6Н-Д (далее – термогигрометр), регистрационный № 46434-11
	Рабочий эталон 5-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений времени и частоты (приказ № 2360 от 26.09.2022)	Генератор сигналов произвольной формы АКИП-3402 (далее – генератор сигналов), регистрационный № 40102-08

Продолжение таблицы 3

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 9.2	Рабочий эталон 3-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока (приказ № 3456 от 30.12.2019)	Магазин сопротивления Р4831(далее – магазин сопротивления), регистрационный № 6332-77

Примечание – Допускается применение других средств поверки, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534), руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 № 784), а также другие действующие отраслевые документы;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 22.06.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», утвержденные Приказом Министерства труда России от 15.12.2020 № 903н;

- в области охраны окружающей среды Федеральным законом от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации.

Средства поверки и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

Выполнение работ прекращают при обнаружении течи в сварных и фланцевых соединениях оборудования СИКН РСУ.

5.2 Площадка СИКН РСУ должна содержаться в чистоте без следов измеряемой среды и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения, согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

5.3 Выполнение работ прекращают при обнаружении течи измеряемой среды в сварных, резьбовых и фланцевых соединениях оборудования СИКН РСУ.

## 6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН РСУ следующим требованиям:

- состав СИКН РСУ должен соответствовать составу, указанному в эксплуатационном документе системы (инструкции по эксплуатации);

- на средствах измерений, входящих в состав СИКН РСУ, не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН РСУ;

- надписи и обозначения на средствах измерений СИКН РСУ должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационным документам.

6.2 Результаты внешнего осмотра считаются положительными, если выполняются вышеперечисленные требования.

## 7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

### 7.1 Подготовка к поверке

#### 7.1.1 Подготовка к поверке системы

Подготовку средств поверки и СИКН РСУ осуществляют в соответствии с их эксплуатационными документами.

Проверяют в ФИФ ОЕИ наличие информации о положительном результате поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа или методикой поверки.

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

Проверяют комплектность эксплуатационных документов на средства измерений из состава СИКН РСУ.

#### 7.1.2 Подготовка к определению метрологических характеристик ИВК

Перед определением метрологических характеристик ИВК выполняют следующие подготовительные работы:

- Проверяют комплектность эксплуатационных документов на ИВК;

- подключают средства поверки к ИВК в соответствии с эксплуатационными документами.

7.1.3 Результаты по п. 7.1.1, 7.1.2 считаются положительными, если требования по данным пунктам выполнены в полном объеме. При неполном выполнении п. 7.1.1, 7.1.2 поверку прекращают.

### 7.2 Опробование

#### 7.2.1 Опробование СИКН РСУ.

При опробовании проверяют правильность функционирования измерительных компонентов СИКН РСУ в соответствии с руководством по эксплуатации СИКН РСУ. Проверяют действие и взаимодействие измерительных компонентов СИКН РСУ в соответствии с руководством по эксплуатации СИКН РСУ, проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия, проверяется возможность формирования отчетов.

Проверка герметичности СИКН РСУ осуществляется оперативным персоналом путем визуального осмотра, проверяется отсутствие утечек и следов нефти через элементы

оборудования и измерительных компонентов СИКН РСУ. При обнаружении следов нефти на элементах оборудования или измерительных компонентов поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки нефти.

#### 7.2.2 Опробование при определении метрологических характеристик ИВК

Проверяют работоспособность ИВК и средств испытаний в соответствии с эксплуатационными документами на них. Подают на соответствующий вход ИВК, используя средства испытаний, входной сигнал и изменяют его. Убеждаются во вводе и обработке входного сигнала ИВК, контролируя значения параметров на дисплее ИВК.

7.2.3 Результат опробования считают положительным, если требования по п. 7.2.1, 7.2.2 выполнены в полном объеме.

#### 8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) СИКН РСУ сведениям, приведенным в описании типа на СИКН РСУ.

Для проверки идентификационных данных ПО СИКН РСУ выполняют следующие операции:

а) в главном меню ИВК нажать клавишу «5» выбрать пункт меню 5. SYSTEM SETTINGS;

б) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню 7. SOFTWARE VERSION;

в) нажатием клавиши «→» (стрелка вправо) получить идентификационные данные со следующих экранов:

##### 1) CONTROL VERSION

FILE CSUM – контрольные суммы;

SW: xxxx

##### 2) CONTROL VERSION

APPLICATION SW – версия ПО.

Сведения о ПО отобразятся на дисплее ИВК.

Результат подтверждения соответствия ПО СИКН РСУ считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО СИКН РСУ (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа СИКН РСУ.

#### 9 Определение метрологических характеристик

##### 9.1 Проверка результатов поверки средств измерений, входящих в состав СИКН РСУ

9.1.1 Проверяют у средств измерений из состава СИКН РСУ (за исключением ИВК), находящихся в эксплуатации, наличие информации о результатах поверки в ФИФ ОЕИ, действующих знаков поверки, если их нанесение предусмотрено описанием типа данных средств измерений, и (или) свидетельств о поверке, или записи в паспортах (формулярах), заверенных подписью поверителя и знаком поверки.

Перечень средств измерений из состава СИКН РСУ приведен в описании типа СИКН РСУ.

Входящие в состав СИКН РСУ средства измерений на момент проведения поверки СИКН РСУ должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных средств измерений.

Результат проверки считают положительным, если средства измерений из состава СИКН РСУ, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также

действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверке или записи в паспортах (формулярах).

### 9.2 Контроль метрологических характеристик ИВК.

Контроль метрологических характеристик проводится в соответствии с приложением А настоящей программы испытаний.

Результат считают положительным, если подтверждены метрологические характеристики ИВК:

- основная приведенная погрешность при измерении аналоговых сигналов (силы тока) 4-20 mA не превышает  $\pm 0,04\%$ ;
- абсолютная погрешность при измерении импульсных сигналов не превышает 1 имп. на 10000 имп.;
- относительная погрешность при измерении времени не превышает  $\pm 0,01\%$ ;
- относительная погрешность при вычислении объема и массы брутто нефти не превышает  $\pm 0,01\%$ ;
- относительная погрешность при вычислении массы нетто нефти не превышает  $\pm 0,01\%$ ;
- относительная погрешность при вычислении коэффициента коррекции (MF) УПР при поверке по ТПУ не превышает  $\pm 0,025\%$ ;
- относительная погрешность при вычислении плотности нефти не превышает  $\pm 0,01\%$ .

### 9.3 Контроль метрологических характеристик СИКН РСУ и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов поверки согласно по 9.1, 9.2 настоящей методики поверки метрологические характеристики СИКН РСУ, не превышают установленные пределы, указанные в таблице 1 настоящей методики поверки, а СИКН РСУ считаются соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа.

## 10 Оформление результатов поверки

### 10.1 Результаты поверки СИКН РСУ оформляют протоколом согласно приложению Б.

Сведения о результатах поверки СИКН РСУ передаются в ФИФ ОЕИ аккредитованным на поверку лицом, проводящим поверку.

10.2 При положительных результатах поверки СИКН РСУ признается пригодной к применению.

По письменному заявлению лица, представившего систему на поверку, оформляют свидетельство о поверке СИКН РСУ в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН РСУ указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) измеряемой среды.

К свидетельству о поверке СИКН РСУ прикладывают:

- перечень средств измерений, входящих в состав СИКН РСУ, с указанием их заводских номеров (рекомендуемая форма перечня приведена в приложении В);
- протокол поверки СИКН РСУ.

Знак поверки наносится на:

- свидетельство о поверке СИКН РСУ (в случае его оформления);
- пломбы, установленные на контролочной проволоке согласно схеме, приведенной в

описании типа СИКН РСУ.

10.3 При отрицательных результатах поверки СИКН РСУ к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению лица, представившего СИКН РСУ на поверку, оформляют извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

## Приложение А (обязательное)

### Определение метрологических характеристик ИВК

Определение метрологических характеристик ИВК, эксплуатируемого в составе СИКН РСУ, проводят путем определения метрологических характеристик используемых каналов и алгоритмов вычисления.

#### A.1 Определение метрологических характеристик.

A.1.1 Определение основной приведенной погрешности ИВК при измерении аналоговых сигналов (силы тока) 4-20 мА.

Определение основной, приведенной к верхней границе диапазона измерений, погрешности проводят по всем используемым аналоговым токовым каналам при значениях входного сигнала (4, 8, 12, 16, 20 мА). На соответствующий вход ИВК с помощью калибратора/ устройства поверки вторичной аппаратуры подают токовый сигнал, соответствующий значению измеряемой величины. Измеренное значение величины считывают с дисплея ИВК.

Допускается проводить определение основной, приведенной к верхней границе диапазона измерений, погрешности при помощи внешних токосъемных резисторов (магазина сопротивлений) при значениях входного сигнала (4, 8, 12, 16, 20 мА). Для этого аналоговые каналы ИВК переводятся в режим измерения напряжения, отключаются внутренние резисторы (эти операции осуществляются согласно инструкции по эксплуатации ИВК). Подключают к каналу внешний токосъемный резистор (магазин сопротивлений) и калибратор/ устройство поверки вторичной аппаратуры. Резистор (магазин сопротивлений) должен удовлетворять следующим требованиям:

- номинальное сопротивление: 250 Ом;
- отклонение от номинального сопротивления, не более 0,03%;
- номинальная мощность, не менее 0,125 Вт.

Основную приведенную погрешность  $\gamma$ , %, для каждого измерения, вычисляют по формуле

$$\gamma = \frac{X_u - X_3}{X_n} \cdot 100, \quad (\text{A.1})$$

где  $X_u$  – значение измеряемой величины, измеренное ИВК, в абсолютных единицах;

$X_n$  – значение верхней границы диапазона измерений измеряемой величины, в абсолютных единицах;

$X_3$  – расчетное значение измеряемой величины, соответствующее заданному значению тока, в абсолютных единицах, вычисляется по формуле

$$X_3 = X_{min} + \frac{(X_{max} - X_{min})}{16} \cdot (I_3 - 4), \quad (\text{A.2})$$

где  $X_{max}, X_{min}$  – верхний и нижний пределы диапазона измерений измеряемой величины, в абсолютных единицах;

$I_3$  – заданное значение силы тока, соответствующее точке диапазона измерений измеряемой величины, мА.

Результат считают положительным, если полученные значения основной приведенной погрешности не превышают  $\pm 0,04\%$ .

#### A.1.2 Определение абсолютной погрешности ИВК при измерении импульсных сигналов.

Определение абсолютной погрешности, при измерении импульсных сигналов, проводится для всех используемых каналов.

С помощью генератора сигналов/устройства поверки вторичной аппаратуры подают на вход соответствующего канала последовательность импульсов не менее 10000 с частотой следования импульсов 2, 4, 6, 8, 10 кГц и амплитудой импульсов в пределах от 3,5 до 24,0 В при минимальном токе 5 мА, предусмотрев синхронизацию начала счета импульсов ИВК и запуска генератора сигналов. При каждом значении частоты проводят не менее трех измерений фиксируя результат измерений количество импульсов ИВК.

Результат считают положительным, если полученное значение абсолютной погрешности не превышает 1 имп. на 10000 имп.

### A.1.3 Определение относительной погрешности ИВК при измерении времени.

Определение погрешности ИВК при измерении времени проводят по сигналам точного времени радио.

П р и м е ч а н и е – точное значение времени допускается устанавливать по средствам интернет ресурсов (сайт ФГУП ВНИИФТРИ <https://www.vniiiftri.ru>).

Установить пункт меню «Дата и время». В начале шестого сигнала, при применении в качестве источника точного времени радио, или по сайту ФГУП «ВНИИФТРИ» фиксируют начало отсчета времени и снимают показания времени с дисплея ИВК  $\tau_{\text{нач}}$ . Спустя два часа, отсчитанного источником точного времени (начало шестого сигнала радио или счет времени на сайте ФГУП «ВНИИФТРИ»), снимают показания времени с дисплея ИВК  $\tau_{\text{кон}}$ .

Относительная погрешность измерения времени  $\delta\tau$ , %, вычисляется по формуле

$$\delta\tau = \frac{\tau_{\text{кон}} - \tau_{\text{нач}}}{3} \cdot 100. \quad (\text{A.3})$$

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности не превышает  $\pm 0,01\%$ .

### A.1.4 Определение относительной погрешности вычисления объема и массы (брутто и нетто) нефти, при использовании УЗР.

В память ИВК с клавиатуры или при помощи ПО Config 600 вводят, как условно-постоянные величины, следующие параметры:

- коэффициент преобразования (KF) УПР;
- диапазоны измерений преобразователей температуры, давления, влагосодержания;
- объемную долю воды;
- массовую долю механических примесей;
- массовую концентрацию хлористых солей;
- плотность воды;
- плотность нефти при условиях в блоке контроля качества;
- температуру и давление жидкости в блоке контроля качества;
- температуру и давление нефти в линии с УПР;
- плотность нефти при условиях измерений объема.

Вводимые величины должны находиться в пределах рабочих диапазонов измерений соответствующих параметров.

Параметры вводимых величин (температура, давление, плотность нефти) могут быть заданы средствами поверки (устройством поверки вторичной аппаратуры, калибратор) в виде сигналов, подаваемых на соответствующие входа ИВК.

На генераторе сигналов последовательно устанавливают: частоту следования импульсов 600, 800, 1000 Гц и количество импульсов не менее 50000. Запускают генератор сигналов/ устройство поверки вторичной аппаратуры. После окончания счета импульсов регистрируют показания дисплея ИВК. Одновременно показания ИВК сравнивают с расчетным значением. Выполняют не менее трех измерений.

#### A.1.4.1 Определение относительной погрешности ИВК, при вычислении объема нефти

Относительную погрешность ИВК, при вычислении объема нефти  $\delta_V$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_V = \frac{V_p - V_{\text{в}}}{V_p} \cdot 100, \quad (\text{A.4})$$

где  $V_{\text{в}}$  – значение объема по показаниям ИВК,  $\text{м}^3$ ;

$V_p$  – расчетное значение объема,  $\text{м}^3$ , вычисляемое по формуле

$$V_p = \frac{N}{KF}, \quad (\text{A.5})$$

где  $N$  – заданное количество импульсов, имп.;

$KF$  – коэффициент преобразования УПР, введенный в память ИВК, имп/ $\text{м}^3$ .

Проводят не менее трех измерений.

Результат считают положительным, если полученные значения относительной погрешности не превышают  $\pm 0,01\%$ .

#### A.1.4.2 Определение относительной погрешности ИВК, при вычислении массы брутто нефти

Относительную погрешность ИВК, при вычислении массы брутто нефти  $\delta_{mb}$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{mb} = \frac{M_{ob}-M_{bp}}{M_{bp}} \cdot 100, \quad (\text{A.6})$$

где  $M_{ob}$  – значение массы брутто нефти по показаниям ИВК, т;

$M_{bp}$  – расчетное значение массы брутто нефти, т, вычисляемое по формуле

$$M_{bp} = V_p \cdot \rho_{upr} \cdot 10^3, \quad (\text{A.7})$$

где  $\rho_{upr}$  – значение плотности нефти, приведенное к условиям в УПР, кг/м<sup>3</sup>, вычисляемое по формуле

$$\rho_{upr} = \rho_{15} \cdot \frac{CTL_{upr}}{1 - \gamma_{upr} P_{upr}}, \quad (\text{A.8})$$

где  $P_{upr}$  – давление в УПР, МПа;

$CTL_{(pp, pu, upr)}$  – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти при температуре в ПП, ПУ, УПР ( $t_{pp}, t_{pu}, t_{upr}$ ), вычисляемый по формуле

$$CTL_{(pp, pu, upr)} = \exp[-\alpha_{15} \cdot (t_{(pp, pu, upr)} - 15) \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot (t_{(pp, pu, upr)} - 15))] \quad (\text{A.9})$$

$\rho_{15}$  – плотность нефти при стандартных условиях (температуре 15 °С и избыточному давлению 0 МПа) вычисляемая по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{pp}}{CTL_{pp} \cdot CPL_{pp}}, \quad (\text{A.10})$$

где  $\rho_{pp}$  – плотность нефти, при условиях в поточном преобразователе плотности (ПП), кг/м<sup>3</sup>;

$t_{(pp, pu, upr)}$  – температура нефти при условиях в ПП, ПУ, УПР, °С;

$\alpha_{15}$  – коэффициент объемного расширения при 15 °С, °С<sup>-1</sup>, вычисляемый по формуле

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{A.11})$$

$CPL_{(pp, pu, upr)}$  – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти при температуре в ПП, ПУ, УПР ( $t_{pp}, t_{pu}, t_{upr}$ ), вычисляемый по формуле

$$CPL_{(pp, pu, upr)} = \frac{1}{(1 - \gamma_{(pp, pu, upr)} \cdot P_{(pp, pu, upr)})}, \quad (\text{A.12})$$

где  $P_{(pp, pu, upr)}$  – избыточное давление нефти при условиях в ПП, ПУ, УПР, МПа;

$\gamma_{(pp, pu, upr)}$  – коэффициент сжимаемости нефти при температуре в ПП, ПУ, УПР ( $t_{pp}, t_{pu}, t_{upr}$ ), МПа<sup>-1</sup>, вычисляемый по формуле

$$\gamma_{(pp, pu, upr)} = \exp \left[ -1,62080 + 2,1592 \cdot t_{(pp, pu, upr)} \cdot 10^{-4} + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot t_{(pp, pu)} \cdot 10^3}{\rho_{15}^2} \right] \cdot 10^{-3}. \quad (\text{A.13})$$

Результат считают положительным, если полученные значения относительной погрешности не превышают  $\pm 0,01\%$ .

#### A.1.4.2 Определение относительной погрешности ИВК, при вычислении массы нетто нефти

Относительную погрешность ИВК при вычислении массы нетто нефти  $\delta_{mn}$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{mn} = \frac{M_{nb}-M_{np}}{M_{np}} \cdot 100, \quad (\text{A.14})$$

где  $M_{nb}$  – значение массы нетто нефти по показаниям ИВК, т;

$M_{np}$  – расчетное значение массы нетто нефти, т, вычисляемое по формуле

$$M_{np} = M_{bp} \cdot \left( 1 - \frac{W_{mn} + W_{mc} + W_{xc}}{100} \right), \quad (\text{A.15})$$

где  $W_{mn}$  – массовая доля механических примесей, %;

$W_{mc}$  – массовая доля воды в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{mb} = \frac{\varphi_b \cdot \rho_b}{\rho}, \quad (A.16)$$

где  $\varphi_b$  – объемная доля воды в нефти, %;

$\rho_b$  – плотность воды при температуре определения массы брутто нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho$  – плотность нефти при температуре определения массы брутто, кг/м<sup>3</sup>.

$W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (A.17)$$

где  $\varphi_{xc}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>).

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности не превышает  $\pm 0,01\%$ .

#### A.1.5 Определение относительной погрешности ИВК при вычислении MF УПР при поверке по ТПУ.

Определение относительной погрешности проводится с использованием соответствующих каналов ИВК.

В память ИВК с клавиатуры или при помощи ПО Config 600 вводят, как условно-постоянные величины, следующие параметры:

- диапазоны измерений преобразователей давления и температуры на входе и выходе ТПУ<sup>1</sup>;
- диапазоны измерений преобразователей давления и температуры на линии около УПР;
- объем калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях;
- стандартная температура при поверке ТПУ;
- стандартное давление при поверке ТПУ;
- коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ;
- внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ;
- модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ;
- толщину стенок калиброванного участка ТПУ;
- плотность нефти в УПР, приведенную к стандартным условиям;
- коэффициент преобразования (КФ) УПР;
- коэффициент  $K_0$  по типу жидкости (для нефти 613,9723);
- количество измерений (не менее трех);
- температуру нефти в УПР и ТПУ;
- давление нефти в УПР и ТПУ.

Параметры вводимых величин (температура, давление, плотность) могут быть заданы средствами поверки (устройством поверки вторичной аппаратуры, калибратор) в виде сигналов, подаваемых на соответствующие входа ИВК.

При вводе значений температуры и давления среды для ТПУ необходимо учитывать погрешность каналов ИВК, задействованных в измерении этих параметров. Вводимое значение вычисляется по формуле

$$x = x_{Tab} + \frac{\gamma_x D_x}{100}, \quad (A.18)$$

где  $x$  – вводимое в память ИВК значение температуры или давления;

$x_{Tab}$  – значение температуры или давления из рабочего диапазона СИКН РСУ;

$\gamma_x$  – предел приведенной погрешности ИВК по каналу измерения величины  $x$ ;

$D_x$  – диапазон измерений величины  $x$ .

На вход ИВК по каналу измерений УПР, с помощью генератора сигналов/устройства поверки вторичной аппаратуры, задают импульсный сигнал частотой соответствующей рабочему диапазону частот УПР. Детекторные входы контроллера подключают к дискретным выходам генератора сигналов/устройства поверки вторичной аппаратуры.

С клавиатуры ИВК начинают выполнение алгоритма поверки. В тот момент, когда алгоритм поверки достигает стадии счета импульсов, запускают устройство поверки вторичной аппаратуры, которое осуществляет имитацию срабатывания детекторов через заданное количество импульсов,

<sup>1</sup> Допускается использовать один комплект средств измерений температуры и давления среды для ТПУ. В этом случае в память контроллера вводится один диапазон измерений температуры и один диапазон измерений давления.

которое должно быть не менее 1000. Данную процедуру выполняют количество раз, соответствующее ранее введенному значению количества измерений. Записывают  $MF_{УПР}$  УПР, полученный в результате выполнения алгоритма поверки из распечатанного отчета о поверке или с дисплея ИВК или компьютера с ПО Config 600.

Вычисляют расчетный коэффициент преобразования УПР  $KF_{УПР}$ , имп/м<sup>3</sup>, по формуле

$$KF_{УПР} = \frac{N \cdot CTL_{УПР} \cdot CPL_{УПР}}{V_0 \cdot CTS \cdot CPS \cdot CTL_{ПУ} \cdot CPL_{ПУ}}, \quad (A.19)$$

где  $N$  – заданное количество импульсов, имп;

$V_0$  – объем калиброванного участка ТПУ для условий поверки, м<sup>3</sup>;

$CTS$  – коэффициент коррекции объема ТПУ по температуре вычисляется по формуле

$$CTS = 1 + 3 \cdot \alpha_l \cdot (t_{ПУ} - t_{СТД ПУ}), \quad (A.20)$$

где  $t_{ПУ}$  – температура в ТПУ, °С. При использовании двух преобразователей температуры на входе и на выходе ТПУ, вычисляется по формуле

$$t_{ПУ} = \frac{t_{ПУ ВХ} + t_{ПУ ВЫХ}}{2}, \quad (A.21)$$

где  $t_{ПУ ВХ}$  – температура нефти на входе ТПУ, °С;

$t_{ПУ ВЫХ}$  – температура нефти на выходе ТПУ, °С;

$t_{СТД ПУ}$  – стандартная температура при поверке ТПУ, °С;

$\alpha_l$  – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, 1/°C;

$CPS$  – коэффициент коррекции объема ТПУ по давлению вычисляется по формуле

$$CPS = 1 + \frac{0,95 \cdot D \cdot P_{ПУ}}{E \cdot S}, \quad (A.22)$$

где  $P_{ПУ}$  – давление в ТПУ, МПа. При использовании двух преобразователей давления на входе и на выходе ТПУ, вычисляется по формуле

$$P_{ПУ} = \frac{P_{ПУ ВХ} + P_{ПУ ВЫХ}}{2}, \quad (A.23)$$

где  $P_{ПУ ВХ}$  – давление на входе ТПУ, МПа;

$P_{ПУ ВЫХ}$  – давление на выходе ТПУ, МПа;

$D$  – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ, мм;

$E$  – модуль упругости материала калиброванного участка ТПУ, МПа;

$S$  – толщина стенок калиброванного участка ТПУ, мм.

В расчетах используют значения температуры и давления без учета приведенной погрешности ИВК по каналу температуры или давления.

Вычисляют расчетный коэффициент коррекции УПР  $MF_{УПР}$ , по формуле

$$MF_{УПР} = \frac{KF}{KF_{УПР}}. \quad (A.24)$$

Вычисляют относительную погрешность рассчитанного ИВК  $MF_{УПР}$ ,  $\delta_{MF_{УПР}}$ , %, УПР по формуле

$$\delta_{MF_{УПР}} = \frac{MF_{УПР} - MF_{УПР}}{MF_{УПР}} \cdot 100. \quad (A.25)$$

Результат считают положительным, если полученные значения относительной погрешности не превышают ±0,025 %.

#### A.1.6 Определение относительной погрешности ИВК при вычислении плотности нефти

В память ИВК с клавиатуры или при помощи ПО Config 600 вводят, как условно-постоянные величины, следующие параметры:

- температура нефти в ПП;

- избыточное давление нефти в ПП из диапазона СИКН РСУ.

Параметры вводимых величин (температура, давление) могут быть заданы средствами поверки (устройством поверки вторичной аппаратуры, калибратор) в виде сигналов, подаваемых на соответствующие входа ИВК.

На вход ИВК по каналу измерений ПП, с помощью генератора сигналов, задают значение периода, соответствующего значению плотности нефти из рабочего ПП.

С дисплея ИВК или компьютера с ПО Config 600 записывают результат измерений плотности нефти.

Расчетное значение плотности нефти  $\rho_p$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляется по формулам

$$\rho_p = \rho_t \cdot (1 + (K_{20A} + K_{20B} \cdot P_{\text{пп}} \cdot 10) \cdot P_{\text{пп}} \cdot 10) + (K_{21A} + K_{21B} \cdot P_{\text{пп}} \cdot 10) \cdot P_{\text{пп}} \cdot 10, \quad (\text{A.26.1})$$

$$\rho_t = \rho \cdot [1 + K_{18} \cdot (t_{\text{пп}} - 20)] + K_{19} \cdot (t_{\text{пп}} - 20), \quad (\text{A.26.2})$$

$$\rho = K_0 + K_1 \cdot T + K_2 \cdot T^2, \quad (\text{A.26.3})$$

где  $K_0, K_1, K_2, K_{18}, K_{19}, K_{20A}, K_{20B}, K_{21A}, K_{21B}$  – калибровочные коэффициенты ПП, взятые из свидетельства о поверке ПП;

$T$  – заданное значение периода, мкс.

Примечание – Умножение на 10 в формуле (A.26.1) используется для перевода значения единицы измерений давления из МПа в бары при условии, что калибровочные коэффициенты ПП в свидетельстве о поверке ПП представлены для давления в барах. В случае если в свидетельстве о поверке ПП значение калибровочных коэффициентов ПП приведены для давления в МПа то в формуле (A.26.1) умножение на 10 не выполняется.

Относительную погрешность ИВК, при вычислении плотности нефти  $\delta\rho$ , %, вычисляется по формуле

$$\delta\rho = \frac{\rho_u - \rho_p}{\rho_p} \cdot 100, \quad (\text{A.27})$$

где  $\rho_u$  – значение плотности нефти, вычисленное ИВК, кг/м<sup>3</sup>.

Результат считают положительным, если полученные значения относительной погрешности не превышает  $\pm 0,01\%$ .

Приложение Б  
(рекомендуемое)  
Форма протокола поверки СИКН РСУ

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_

Стр. \_\_ из \_\_

Наименование, тип средства измерений: \_\_\_\_\_

Изготовитель: \_\_\_\_\_

Заводской номер: \_\_\_\_\_

Наименование и адрес заказчика: \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Проверка выполнена с применением: \_\_\_\_\_ (средства поверки, применяемые при определении метрологических характеристик ИВК)

Условия проведения поверки:

Температура окружающего воздуха: \_\_\_\_\_

Атмосферное давление: \_\_\_\_\_

Относительная влажность: \_\_\_\_\_

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ**

Б.1. Внешний осмотр средства измерений: \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует 6)

Б.2. Опробование средства измерений: \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует 7.2)

Б.3. Проверка программного обеспечения средства измерений: \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует 8)

Б.4. Определение (контроль) метрологических характеристик

Б.4.1 Проверка результатов поверки средств измерений, входящих в состав СИКН РСУ (9.1)

Средства измерений, входящие в состав СИКН РСУ \_\_\_\_\_ (имеют/не имеют) запись в ФИФ ОЕИ (паспорте, формуляре) о положительных результатах поверки и действующие знаки поверки.

Б.4.2 Контроль метрологических характеристик ИВК (9.2) заполняется для каждого ИВК

Б.4.2.1 Определение основной приведенной погрешности ИВК при измерении аналоговых сигналов (силы тока) 4-20 мА (А.1.1).

№ платы	№ канала	Функция	Контакт	Tэг	$I_3, \text{mA}$	$X_3$	$X_u$	$\gamma, \%$
					4,000			
					8,000			
					12,000			
					16,000			
					20,000			
					Максимальное значение			

Основная приведенная погрешности ИВК при измерении аналоговых сигналов (силы тока) 4-20 мА установленным в соответствии с 9.2.1 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

**Б.4.2.2 Определение абсолютной погрешности ИВК при измерении импульсных сигналов (А.1.2).**

№ платы	Контакт	Вход	$f, Гц$	Заданное значение $N, имп.$	Измеренное ИВК $N,$ имп.	$\Delta, имп.$
		1				
		2				
		3				
		4				
Максимальное значение						

Абсолютная погрешность ИВК при измерении импульсных сигналов установленным в соответствии с 9.2.1 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

**Б.4.2.3 Определение относительной погрешности ИВК при измерении времени (А.1.3).**

Значения на дисплее ИВК		$\delta\tau, \%$
$\tau_{\text{нач}}$	$\tau_{\text{кон}}$	

Относительная погрешность ИВК при измерении времени установленным в соответствии с 9.2.1 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

**Б.4.2.4 Определение относительной погрешности вычисления объема и массы (брутто, нетто) нефти (А.1.4)**

Вход	№ платы	№ канала	Функция	Контакт

*Вычисление объема и массы брутто нефти*

$N, имп.$	$KF, имп/m^3$	$f_p, Гц$	$V_p, м^3$	$V_b, м^3$	$\delta_V, \%$	$\rho_{\text{упр}}, кг/m^3$	$M_{\text{бр}}, т$	$M_{\text{бн}}, т$	$\delta_{M\text{бр}}, \%$

Относительная погрешность вычисления объема нефти в соответствии с 9.2 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

Относительная погрешность вычисления массы брутто нефти, установленным в соответствии с 9.2 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

*Вычисление массы нетто нефти*

$\varphi_{\text{н}} \%$	$\rho_{\text{н}}, \text{кг}/\text{м}^3$	$W_{\text{нб}} \%$	$\frac{\partial \varphi}{\partial M} \text{мг}/\text{дМ}^3$	$W_{\text{хс}} \%$	$W_{\text{нв}} \%$	$M_{\text{уп}}, \text{т}$	$M_{\text{нв}}, \text{т}$	$\delta_{\text{нв}} \%$

Относительная погрешность вычисления массы нетто нефти, установленным в соответствии с 9.2 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

**Б.4.2.5 Определение относительной погрешности ИВК при вычислении коэффициента коррекции (MF) УПР по ТПУ (А.1.5).**

Вход	№ платы	№ канала	Функция	Контакт

$V_0, \text{м}^3$	$D, \text{мм}$	$s, \text{мм}$	$\alpha_{\text{н}}, 1/\text{°C}$	$E, \text{МПа}$	$KF, \text{имп.}/\text{м}^3$	$K_0$

№ измерения	$f_j, \text{Гц}$	$t_{\text{УПР}}, \text{°C}$	$P_{\text{УПР}}, \text{МПа}$	$t_{\text{ПУ}}, \text{°C}$	$P_{\text{ПУ}}, \text{МПа}$	$\rho_{15}, \text{кг}/\text{м}^3$	$N, \text{имп}$	$CTS$	$CPS$	$CTL_{\text{УПР}}$	$CPL_{\text{УПР}}$	$CTL_{\text{ПУ}}$	$CPL_{\text{ПУ}}$	$KF_{\text{УПР}}, \text{имп.}/\text{м}^3$	$MF_{\text{УПР}}$	$MF_{\text{УПРб}}$	$\delta_{MF \text{ УПР}}, \%$
1																	
2																	
3																	
1																	
2																	
3																	
<i>Максимальное значение</i>																	

Относительная погрешность ИВК при вычислении коэффициента коррекции (MF) УПР по ТПУ установленным в соответствии с 9.2.1 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

Б.4.2.6 Определение относительной погрешности ИВК при вычислении плотности нефти (А.1.5).

K0	K1	K2	K18	K19	K20A	K20Б	K21A	K21Б

№ платы	№ канала	Функция	Контакт

№ измерения	Заданные значения			Расчетные значения			$\rho_w$ кг/м <sup>3</sup>	$\Delta\rho$ , %
	T, мкс	$t_{пп}$ , °C	$P_{пп}$ , МПа	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_t$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>		
1								
2								
3								
4								
5								
<i>Максимальное значение</i>								

Относительная погрешность ИВК при вычислении плотности нефти установленным в соответствии с 9.2 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

Б.4.3 Контроль метрологических характеристик СИКН РСУ и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям (9.3)  
 Метрологические характеристики СИКН РСУ установленным в соответствии с 9.3 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)  
 СИКН РСУ, установленным при утверждении типа метрологическим требованиям \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

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

Приложение В  
(рекомендуемое)

**Форма перечня средств измерений, входящих в состав СИКН РСУ**

(указываются наименование, регистрационный и заводской номера системы)

№ п/п	Наименование средства измерений	Зав. №