

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –  
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ВСЕ-  
РОССИЙСКИЙ 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 И СТА-  
БИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА (СИКН). УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ  
ВАЛАНЖИНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ВОСТОЧНО-УРЕНГОЙСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА

Методика поверки

МП 1182-9-2020

Начальник ИИО-9

К.А. Левин  
Тел.: (843) 273-28-96

Казань

2020

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	В.В. Гетман
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти и стабильного газового конденсата (СИКН). Установка подготовки нефти Валанжинской залежи Восточно-Уренгойского лицензионного участка (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым 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.

Если очередной срок поверки средств измерений (СИ) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это средство измерений, при этом поверку СИКН не проводят.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками СИ из состава СИКН указан в документах на методики поверки СИ.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН	7.4.1	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы нефти	7.4.2	Да	Да

## 2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости», обеспечивающий определение метрологических характеристик счетчиков – расходомеров массовых в требуемых диапазонах расхода.

2.1 Средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в документах на методики поверки СИ, входящие в состав СИКН.

## 3 Требования квалификации поверителей

К поверке допускаются лица, изучившие руководство по эксплуатации на СИКН и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III в соответствии с приказом

Минтруда и соцзащиты от 24.07.2013 г. № 328 «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

### 3.1

#### 4 Требования безопасности

4.1 При проведении поверки соблюдаются требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

4.2 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и стабильного газового конденсата (далее – КГС) и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

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

4.4 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.

#### 5 Условия поверки

При проведении поверки соблюдаются условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Характеристики нефти и КГС при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 40 до 600
Измеряемая среда	Смесь нефти группы 1 по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» и конденсата газового стабильного по ГОСТ Р 54389-2011 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия»

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа - расчетное - минимальное - максимальное	6,3 0,7 5,8
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Диапазон динамической вязкости измеряемой среды, мПа.с - при температуре 20 °С - при температуре 30 °С	от 1,6 до 14,4 от 0,8 до 7,1
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	от 745 до 850
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +20 до +60
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафинов, %, не более	7,17
Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	20
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме млн-1 (ppm), не более	40
Содержание свободного газа	не допускается

## 6 Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

## 7 Проведение поверки

### 7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

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

7.1.2 При проверке внешнего вида СИКН должны выполняться следующие требования:

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений, препятствующих ее применению и проведению поверки;

- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

- СИ, входящие в состав СИКН, должны быть снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа на средства измерений, эксплуатационной документацией или МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

### 7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО).

7.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описание типа на СИКН.

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных Flo-Boss S600+ (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством по эксплуатации.

7.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН проводят в соответствии с руководством оператора.

### 7.3 Опробование

7.3.1 Опробуют СИКН путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений.

Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении расхода измеряемой среды соответствующим образом изменялись показания на соответствующих средствах отображения информации.

### 7.3.2 Проверяют герметичность СИКН.

Проверку герметичности СИКН проводят согласно эксплуатационной документации.

СИКН считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКН нет следов протечек нефти и КГС или снижения давления.

### 7.4 Определение метрологических характеристик

#### 7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с документами на методики поверки, указанными в описании типа СИ.

#### 7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти и КГС

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти и КГС,  $\delta M_B$ , %, принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти и КГС с применением СРМ.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти и КГС не должна превышать  $\pm 0,25$  %.

#### 7.4.2.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти и КГС

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти и КГС определяют по формуле

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

где  $\Delta W_B$  - абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

$\Delta W_{МП}$  - абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, %;

$\Delta W_{XC}$  - абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %.

Абсолютную погрешность определения массовой доли воды по результатам измерений в лаборатории, %, определяют по формуле (4); при измерениях объемной доли воды с применением поточного влагомера, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (2)$$

$\rho_B$  - плотность воды при условиях измерений  $\varphi_B$ , вычисляется по аттестованной МИ;

$\rho_H^B$  - плотность нефти и КГС при условиях измерений  $\varphi_B$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta \varphi_B$  - абсолютная погрешность измерений объемного содержания воды в нефти и КГС при использовании поточного влагомера, %.

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (3)$$

где  $\Delta \varphi_{XC}$  - абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в нефти и КГС, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho_H^{XC}$  - плотность нефти и КГС при условиях измерений  $\varphi_{XC}$ , кг/м<sup>3</sup>.

$W_B$  – массовая доля воды в измеряемой среде, %, вычисляется по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером, или в аккредитованной лаборатории;

$W_{МП}$  – массовое содержание механических примесей в измеряемой среде, % определяют в испытательной лаборатории;

$W_{XC}$  – массовая доля хлористых солей в измеряемой среде, %, определяется в испытательной лаборатории.

7.4.2.2 Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов»

Для доверительной вероятности  $P=0,95$  и двух измерений соответствующего параметра абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где  $R$  и  $r$  – соответственно воспроизводимость и сходимостъ метода определения соответствующего параметра измеряемой среды.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ASTM D4377 «Определение содержания воды в нефтепродуктах методом Карла Фишера»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»;

- для массовой доли хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти и КГС не превышает  $\pm 0,35$  %.

## 8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815. Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

8.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.

**Приложение А (рекомендуемое)**  
**Форма протокола поверки системы**

**ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_**

Наименование средства измерений: \_\_\_\_\_  
Тип, модель, изготовитель: \_\_\_\_\_  
Заводской номер: \_\_\_\_\_  
Наименование и адрес заказчика: \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_  
Место проведения поверки: \_\_\_\_\_  
Поверка выполнена с применением: \_\_\_\_\_

**Условия проведения поверки:**  
Температура окружающей среды \_\_\_\_\_  
Атмосферное давление \_\_\_\_\_  
Относительная влажность \_\_\_\_\_

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ**

1. Внешний осмотр \_\_\_\_\_
2. Опробование \_\_\_\_\_
3. Подтверждение соответствия программного обеспечения \_\_\_\_\_
4. Определение метрологических характеристик \_\_\_\_\_

Подпись лица, проводившего поверку \_\_\_\_\_  
Дата поверки \_\_\_\_\_