

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»



УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель директора  
по развитию ФГУП «ВНИИР»

А.С. Тайбинский

« 22 » // 2017 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА  
НЕФТИ НА УСН-4/1 (ЦЕХ № 1). ПРИЕМ НЕФТИ НА УСТАНОВКУ

Методика поверки

МП 0688-14-2017

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань  
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

А.П. Левина

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на средство измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти на УСН-4/1 (цех № 1). Прием нефти на установку» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4, – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

## 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	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН	6.4.1	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы нефти	6.4.2	Да	Да

## 2 Средства поверки

### 2.1 Основное средство поверки СИКН

2.1.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510 - 2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости», обеспечивающий определение метрологических характеристик средств измерений массы и массового расхода на каждой измерительной линии СИКН в требуемых диапазонах расхода;

2.2 При проведении поверки (калибровки) СИ в составе СИКН применяют средства поверки (калибровки), указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки (калибровки) СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в НД, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

## 3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают 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 НД;

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление 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.

3.2 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

3.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования»

3.4 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.

#### **4 Условия поверки**

Поверка СИКН осуществляется в условиях эксплуатации.

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

Характеристики СИКН и измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик нефти значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 165 до 285
Диапазон избыточного давления нефти, МПа	от 0,01 до 1,5
Диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +45
Вязкость кинематическая нефти, мм <sup>2</sup> /с (сСт), не более	3,8
Плотность нефти в рабочем диапазоне температуры, кг/м <sup>3</sup>	от 845 до 865
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

#### **5 Подготовка к поверке**

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

#### **6 Проведение поверки**

##### **6.1 Внешний осмотр**

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

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

6.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

– на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений, препятствующих проведению поверки;

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

– СИ, входящие в состав СИКН, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методикой поверки и (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.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО).

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

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (далее - ИВК) проводят в соответствии с его руководством по эксплуатации.

Для просмотра версии ПО, контрольной суммы и других сведений необходимо в строке меню выбрать пункт «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ», затем выбрать подпункт «СВЕДЕНИЯ о ПО». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «Rate АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с его руководством пользователя.

6.3 Опробование

6.3.1 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.

6.3.2 Проверяют герметичность СИКН.

Проверку герметичности СИКН проводят согласно эксплуатационной документации на СИКН.

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

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Определение (контроль) метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – СИ и их методики поверки

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификации SMF400) с преобразователями 2700 (далее – СРМ)	МИ 3272-2010 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компактного пружинного в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности». «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС 25.07.2010 г.

## Окончание таблицы 3

Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 644	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки» 12.5314.0000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г. МИ 2672-2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания»
Преобразователи давления измерительные модели 3051 TG и модели 3051 CD	МП 14061-10 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИМС 08.02.2010 г.
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
ИВК	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»). Методика поверки, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 09 сентября 2014 г.
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в сентябре 2011 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78. «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки».
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакууметры, мановакууметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Допускается проводить калибровку расходомера ультразвукового UFM 3030 и преобразователей давления измерительных 3051CD по соответствующим методикам поверки, приведенным в таблице 3.

## 6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти СИКН

6.4.2.1 При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти ( $\delta_{MB}$ , %) в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти СРМ.

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

6.4.2.2 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти в соответствии с ГОСТ Р 8.595 ( $\delta_{MH}$ , %) вычисляют по формуле:

$$\delta_{MH} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{MB})^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{MI}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{MI} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где  $\Delta W_B$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерении в лаборатории определяется по формуле (6), при измерении объемной доли воды поточным влагомером вычисляется по формуле:

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

где  $\Delta \varphi_B$  - абсолютная погрешность измерений объемной доли воды поточным влагомером, %;

$\rho_B$  - плотность воды при условиях измерений  $\varphi_B$ , кг/м<sup>3</sup>;

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

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

$\Delta W_{XC}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле:

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

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

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

$W_B$  - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %; при измерении объемной доли воды поточным влагомером массовая доля воды вычисляется в ИВК по формуле:

$$W_B = \varphi_B \cdot \frac{\rho_B}{\rho_H}, \quad (4)$$

где  $\varphi_B$  - объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером, %;

$W_{МП}$  - максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;

$W_{XC}$  - максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле:

$$W_{XC} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{XC}}{\rho_H}, \quad (5)$$

$\varphi_{XC}$  - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, определенная в лаборатории.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где  $R$  и  $r$  - воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

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

Воспроизводимость  $R$  метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости  $r$ .

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

## **7 Оформление результатов поверки**

7.1 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.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и 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.