

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

М.П. « 30 » 06 2017 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА  
НЕФТИ № 620 ПСП «КЛИН» ОАО «УЛЬЯНОВСКНЕФТЬ»

Методика поверки

МП 0606-14-2017

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

Р.Н. Груздев  
Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань  
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП «Клин» ОАО «Ульяновскнефть» (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) из состава 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 (МХ):			
– определение (контроль) МХ СИ, входящих в состав СИКН	6.4.1	Да	Да
– определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	6.4.2	Да	Да
– определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти	6.4.3	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 МХ СИ массы и массового расхода на каждой измерительной линии СИКН в требуемых диапазонах расхода.

2.1.2 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.

2.2 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 30852.0-2002 «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

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

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

Таблица 2 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление нефти, МПа	
- минимальное рабочее	0,2
- максимальное рабочее	2,7
Диапазон температуры нефти, °С	от +40 до +50
Плотность нефти при рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	от 880 до 930
Кинематическая вязкость нефти, мм <sup>2</sup> /с (сСт) при температуре 50 °С, не более	50
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100



## **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 СИКН.

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 описании типа на СИКН.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных ИМЦ-03 (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством оператора в следующей последовательности:

- включить питание ИВК, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК основного меню или войти в основное меню;
- в основном меню выбрать пункт «ПРОСМОТР 2»;
- в меню «ПРОСМОТР 2» выбрать пункт «ВЕРСИЯ ПРОГРАММЫ»;
- на экране отобразятся идентификационные данные ПО.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «Форвард» проводят в следующей последовательности:

- на главном окне программы необходимо нажать вкладку «О программе», находящуюся в левом верхнем углу экрана; в открывшемся окне приведены сведения о версии ПО;
- далее необходимо нажать вкладку «Модули»; в открывшемся окне приведены сведения о идентификационном наименовании модуля ПО и его контрольная сумма (Рисунок 1).





Рисунок 1

### 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) МХ

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

Определение МХ СИ (поверку 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 модели CMF350 с электронными преобразователями модели 2700 (далее – СРМ)	<p>МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»</p> <p>МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки»</p>



## Окончание таблицы 3

Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными 244 к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом	МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания» ГОСТ 8.461-82 «Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки» МИ 2470-2000 «ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы FISHER-ROSEMOUNT, США. Методика периодической поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
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, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
ИВК	МИ 3311-2011 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Методика поверки»

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат калибровке в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 4 – СИ и их методики поверки (калибровки)

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные Сапфир-22 МПС	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Счетчик турбинный НОРД-М	МК-0039-2015 «Преобразователи расхода турбинные счетчиков жидкости «МИГ» и «НОРД-М». Методика калибровки»

## 6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти ( $\delta_{мб}$ , %) 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  $\pm 0,25\%$ .

#### 6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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

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

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:

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

$\varphi_{XC}$  - 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 сходимость 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.