

1

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

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

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

« 22 » 2017 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА

НЕФТИ № 499 НА ПСП ПРИ МОСКОВСКОМ НПЗ

Методика поверки

МП 0584-14-2017

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 № 499 на ПСП при Московском НПЗ (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

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

## 2 Средства поверки

### 2.1 Основное средство поверки СИКН

2.1.1 Эталон единицы объемного расхода жидкости 2-го разряда в диапазоне значений от 110 до 1100 м<sup>3</sup>/ч, регистрационный номер эталона в реестре Федерального информационного фонда 3.2.ВЮЕ.0002.2015, пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,1\%$  (далее – ТПУ).

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 таблицах 3 и 4 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 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности помещения ТПУ и блок-бокс блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК) относятся к категории А, блок измерительных линий (БИЛ), открытая часть ТПУ – к категории АН Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», а по классу взрывоопасных и пожароопасных зон помещения ТПУ и блок-бокс БИК – В-1а, БИЛ, открытая часть ТПУ – В-1г по Правилам устройства электроустановок/ ГОСТ 30852.9-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон», по категории и группе взрывопожароопасной смеси – ПА – ТЗ по ГОСТ 30852.11-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам» и по ГОСТ 30852.5-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения».

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

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

3.5 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.

3.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются инструкция по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ, инструкция по взаимоотношениям между диспетчерскими службами принимающей и сдающей сторон.

#### 4 Условия поверки

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

Характеристики нефти 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

Наименование характеристики	Значение
Расход нефти через СИКН, м <sup>3</sup> /ч:	
- минимальный	310
- максимальный	1218
- максимальный при подключении резервной линии	1660
Температура перекачиваемой нефти, °С	от 2,0 до 30,0
Давление нефти, МПа	
- рабочее	от 0,3 до 0,6
- минимально допустимое	0,2
- максимально допустимое	0,6
Плотность, кг/м <sup>3</sup> :	
- при 20 °С	от 840,0 до 890,0
- в рабочем диапазоне температуры	от 830,0 до 900,0
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 12 до 100
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	10,0
Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	100,0
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Массовая доля метил и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	100,0
Содержание свободного газа	не допускается

#### 5 Подготовка к поверке

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

#### 6 Проведение поверки

##### 6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции, действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей ин-

струкции, а также эксплуатационно-технической документации на СИКН и СИ, входящие в ее состав.

## 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 контроллеров измерительно-вычислительных FloBoss S600 (далее - ИВК) проводят в следующей последовательности:

- а) включить питание ИВК, если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню «5. SYSTEM SETTINGS»;
- г) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «7. SOFTWARE VERSION»;
- д) нажатием клавиши «Стрелка вправо» получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) VERSION CONTROL FILE CSUM – контрольная сумма;

2) VERSION CONTROL APPLICATION SW – версия программного обеспечения ИВК.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН «Форвард Pro» 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 (рис. 1).



Рисунок 1. Сведения о идентификационном наименовании модуля ПО.

## 6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим тре-

бованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих их применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

#### 6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность СИКН.

На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

#### 6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение 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

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMFHC3 с электронными преобразователями модели 2700 (далее – СРМ)	МП 45115-16 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 27 октября 2015 г; МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
Датчики температуры 644	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р фирм Rosemount Inc. США, Emerson Process Management Temperature GmbH, Германия, Emerson Process Management Asia Pacific Pte LTD, Сингапур. Методика поверки», утвержденной ФГУП ВНИИМС в августе 2008 г. 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».
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки».
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7828. Методика поверки на месте эксплуатации».

Наименование СИ	НД
	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7828. Методика поверки».
Вычислитель расхода жидкости и газа модели 7951	Методика поверки, указанная в описании типа 15645-06, разработанная и утвержденная ВНИИМС.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – поточный влагомер)	Документ МП 0309-6-2015 Инструкция. «ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки». МИ 2366-2005 Рекомендация. «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. 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, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	Документ 5ШО.283.421МП «Манометры, вакуумметры и моновакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2011 г.
ИВК	Документ «Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss S600. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в 2008 г.
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-400	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки», утвержденной ВНИИМС 16 июня 1999 г.
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная	МИ 2974-2006 « Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором».

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

Наименование СИ	НД
Расходомер ультразвуковой OPTISONIC 6300	МК 0001-1401-15-15 «Методика калибровки преобразователи расхода жидкости в составе блоков измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов», утвержденная ФГУП «ВНИИР» в январе 2015 г. Инструкция «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые OPTISONIC 6300 фирмы «KROHNE Messtechnik GmbH&Co.KG», Германия. Методика поверки», разработанная и утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»



Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные 3051 (для измерений разности давления)	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».

## 6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти СИКН

6.5.2.1 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  $\pm 0,25$  %.

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

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

где  $\Delta W_B$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, по результатам измерений 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 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:

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

$\varphi_{XC}$  – 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,  $\delta_{MN}$ , % 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.