

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

«14» октября 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА  
НЕФТИ «ОСНОВНАЯ СХЕМА УЧЕТА СИКН № 437 НПС «РЯЗАНЬ» РЯЗАНСКОГО РНУ»

Методика поверки

МП 0485-14-2016

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань  
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти «Основная схема учета СИКН № 437 НПС «Рязань» Рязанского РНУ» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками системы – 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 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная ВНР-1900 (далее – ТПУ), максимальный объемный расход нефти через ТПУ 1900 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,1$  %.

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 таблицах 3 и 4 настоящей инструкции.

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки (калибровки), обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

## 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые НД;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

#### 4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

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

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

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч	от 409 до 3944
Температура измеряемой среды, °С	от +3,8 до +18,7
Давление нефти, МПа	
- рабочее	0,3
- минимально допустимое	0,2
- максимально допустимое	0,6
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 865,5 до 885,5
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 14 до 36
Массовая доля воды, %, не более	1,0
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 инструкции, а так же 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 контроллера измерительного FloBoss модели S600+ проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

а) включить питание контроллера измерительного FloBoss модели S600+, если питание было выключено;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее контроллера измерительного FloBoss модели S600+ 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) «FILE CSUM SW: 0259» – цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма);

2) «APPLICATION SW» – номер версии ПО контроллера измерительного FloBoss модели S600+ - «06.09e/09e.».

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора УРСУ СИКН № 437 «ГКС РАСХОД НТ УРСУ» проводят следующим образом.

Необходимо открыть окно с отображением идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН, который расположен в верхнем правом углу экрана монитора АРМ оператора СИКН.

Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным указанным в описании типа на СИКН.

В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным указанным в описании типа на СИКН, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификацию данных ПО СИКН.

### 6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих 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
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM (далее – ТПР)	МИ 3380-12 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой».
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки». Документ «ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в феврале 2010 г.
Датчики давления «Метран - 150»	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки». МИ 4212-012-2006 «ГСИ. Датчики давления Метран-150. Методика поверки».
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	Документ НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки» утвержденный ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2015 г. Документ НКГЖ.406233.004МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки» утвержденный ФГУП «ВНИИФТРИ» в октябре 2010 г.
Датчики температуры 644 и 3144Р	Документ «Инструкция. ГСИ. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки» утвержденный согласованный ФГУП ВНИИМС в августе 2008 г. Документ «ГСИ. Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки» утвержденный ФГУП ВНИИМС в октябре 2004 г.
Датчики температуры ТМТ142R	Документ МП 63821-16 «Датчики температуры ТМТ142R, ТМТ142С, ТМТ162R, ТМТ162С. Методика поверки» утвержденный ФГУП «ВНИИМС» в августе 2015 г.
Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304	Документ «НКГЖ.411611.001МП Инструкция. Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304. Методика поверки» утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в марте 2012 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 «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 мод. 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки». МИ 3119-2008 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации».
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	Документ МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки» утвержденный ФГУП «ВНИИР» в сентябре 2015 г.

Наименование СИ	НД
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (далее – ИВК)	Документ «Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в марте 2011 г.
Блок обработки данных «VEGA-03»	Документ «Блок обработки данных «VEGA-03». Руководство по эксплуатации 407213.00.00.000 РЭ» раздел «Поверка блока» согласованный с ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в октябре 2000 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
Манометры МП показывающие	Документ, методика поверки «Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакуумметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, мановакуумметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2014 г.
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Манометры показывающие для точных измерений типа МПТИ	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки». Документ 5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
ТПУ	МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. 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
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	Документ НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки» утвержденный ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2015 г. Документ НКГЖ.406233.004МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки» утвержденный ФГУП «ВНИИФТРИ» в октябре 2010 г.
Датчики разности давления «Метран - 150»	МИ 4212-012-2006 «Рекомендация. ГСИ. Датчики давления Метран-150. Методика поверки»

Контроллеры программируемые Simatic S7-400	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки», утверждена ФГУП ВНИИМС в июне 1999 г.
Расходомер - счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	Документ МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки» утвержденный ГЦИ СИ ФБУ «Ростест Москва» в мае 2014 г.

### 6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН  $\delta M_B$ , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», определяют по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

- где  $\delta V$  – относительная погрешность измерений объема нефти УЗР, % (из свидетельства о поверке);  
 $\delta \rho$  – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляется по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho} \cdot 100, \quad (2)$$

- $\Delta \rho$  – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho$  – минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности СИКН, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\Delta T_\rho, \Delta T_V$  – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;  
 $\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (определяется по таблице 5);  
 $\delta N$  – относительная погрешность ИВК при преобразовании входных электрических сигналов в значение массы нефти, %;  
 $G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}, \quad (3)$$

- где  $T_\rho, T_V$  – температура нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С.

Таблица 5

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С
860,0 - 869,9	0,00079	880,0 - 889,9	0,00074
870,0 - 879,9	0,00076	890,0 - 899,9	0,00072



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

### 6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_{\text{н}}$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{\text{н}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{\text{бр}}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{мв}}^2 + \Delta W_{\text{мп}}^2 + \Delta W_{\text{хс}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{мв}} + W_{\text{мп}} + W_{\text{хс}}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

- где  $\Delta W_{\text{мв}}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;  
 $\Delta W_{\text{мп}}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;  
 $\Delta W_{\text{хс}}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;  
 $W_{\text{мв}}$  - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;  
 $W_{\text{мп}}$  - максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;  
 $W_{\text{хс}}$  - максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %.

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

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

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 метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

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 (далее – порядок проведения поверки СИ).

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 в соответствии с порядком проведения поверки СИ.