

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

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

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию



А.С. Тайбинский

«13» февраля 2017 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 561

Методика поверки

МП 0565-14-2017

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Черепанов М.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 561 (далее – СИКН) с заводским № 561 и устанавливает методику первичной, периодической поверки при эксплуатации, а так же после ремонта.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН приведены в таблице 1.

Примечания:

1 Допускается проведение поверки СИКН в диапазоне расхода, меньшем установленного при утверждении типа СИКН.

2 Допускается проводить периодическую поверку СИ чаще интервала установленного в таблице 1.

Таблица 1

Наименование и тип СИ	Интервал в месяцах
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM (далее – ТПР)	12
Преобразователи измерительные 3144P	12
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	12
Преобразователи давления измерительные 3051	12
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	12
Влагомеры нефти поточные модели LC	12
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	12
Манометры точных измерений МТИф	12
Измерительно-вычислительные комплексы «SyberTrol»	12
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	36
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная Smith Meter 550	24
Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе PLC*	12
Расходомер UFM 3030*	12
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827*	12
Устройство измерения параметров жидкости и газа модели 7951*	12

### 1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

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

\* СИ, неучаствующие в определении массы нефти или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, могут быть подвергнуты калибровке.

## 2. Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 4 настоящей методики.

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

## 3. Требования безопасности

При проведении работ соблюдают требования, определяемые НД:

- в области охраны труда;
- в области промышленной безопасности;
- в области пожарной безопасности;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок;
- в области охраны окружающей среды.

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

Средства измерений и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении испытаний, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0 - 2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

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.

Выполнение работ прекращают при обнаружении течи в сварных и фланцевых соединениях оборудования СИКН.

## 4. Условия поверки

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

Характеристики СИКН и параметры нефти при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 3.

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч	от 115 до 1100
Параметры измеряемой среды:	
- температура, °С	от +20 до +50
- избыточное давление, МПа	от 0,2 до 4,0
- плотность в рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	от 830 до 900
- кинематическая вязкость в рабочих условиях, сСт	от 7 до 20

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
- 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
- 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, указанных в таблице 4 настоящей методики, действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на СИ, указанных в таблице 4 настоящей методики, а так же эксплуатационно-технической документации на СИКН и СИ, входящие в ее состав.

#### 6.2 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.

#### 6.3 Опробование

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

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

Проверяют герметичность СИКН.

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

#### 6.3.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «SyberTrol» проводят в следующей последовательности:

- включить питание комплекса измерительно-вычислительного «SyberTrol», если питание было выключено;

- войти в альтернативное меню нажатием на лицевой стороне панели клавиши «Alt»;
- нажатием клавиши «↓» выбрать пункт меню «Версия программного обеспечения»;
- нажатием клавиши «Enter» получить идентификационные данные:

1) версия ПО;

2) контрольная сумма структуры файла конфигурации.

Определение идентификационных данных ПО «АРМ оператора СИКН» проводят в соответствии с 2.12 документа «Автоматизированное рабочее место оператора коммерческого узла учета нефти № 561 ООО «РН-Юганскнефтегаз». Руководство

пользователя 23680612.07794.345-07 ИЗ.1» в следующей последовательности:

- на дисплее компьютера АРМ оператора СИКН, в окне выбора учетной записи в правом углу отображаются контактные данные разработчика и контрольная сумма. При нажатии кнопки «проверить контрольную сумму» проверяется достоверность метрологически значимой части ПО АРМ оператора СИКН. Результат проверки выводится в поле окна в виде сообщения «контрольная сумма совпадает», либо «контрольная сумма не совпадает».

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.

#### 6.4 Определение метрологических характеристик

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

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 4

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинные МVТМ	МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой». Инструкция. ГСИ. Преобразователи расхода жидкости турбинные МVТМ. Методика поверки на месте эксплуатации», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 20.01.2006 г.
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными 3144Р	ГОСТ 8.461 - 2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки». Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки, утвержденная ВНИИМС в октябре 2004 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» <i>(Примечание – по полученным результатам определения относительной погрешности вычисляют значение абсолютной погрешности, пределы которой не должны превышать <math>\pm 0,2</math> °С)</i>
Манометры точных измерений МТИф	Документ «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, точных измерений МТИф, ВТИфи и МВТИф. Руководство по эксплуатации. РЭ 4212-117-64115539-2016». МИ 2124 - 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

## Окончание таблицы 4

Наименование СИ	НД
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	Документ «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки. 5Ш0.283.421», утвержден ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. МИ 2124 - 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279 - 78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816 - 2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 в комплекте с устройством измерения параметров жидкости и газа модели 7951	РД 50-294-81 «Методические указания. Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки», утвержден 28.12.1981 г. Документ «Инструкция. Преобразователь вязкости поточный «Solartron» модели 7827, 7829. Методика калибровки на месте эксплуатации», утвержден ООО «РН-Юганскнефтегаз»
Влагомеры нефти поточные модели LC	«Инструкция. Влагомер нефти «Phase Dynamics». Методика поверки», утверждена ФГУП «ВНИИР» в 1999 г.
Измерительно-вычислительные комплексы «SyberTrol»	«ГСИ. Измерительно-вычислительные комплексы «SyberTrol». Методика поверки», утверждена ФГУП «ВНИИР» в 2001 г.
Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе PLC	Документ «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе PLC. Методика поверки и калибровки», утвержден ВНИИМС 24.09.2004 г.
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная Smith Meter 550 (далее - ПУ)	МИ 2974 - 2006 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором»
Расходомер UFM 3030	«ГСИ. Расходомеры UFM 3030. Методика поверки UFM 3030 И1», утверждена ГЦИ СИ ВНИИР в августе 2008 г. «Инструкция. Преобразователи расхода жидкости. Методика калибровки на месте эксплуатации», утверждена ООО «РН-Юганскнефтегаз»

СИ, неучаствующие 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.

#### 6.4.2 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

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

- где  $\delta V$  – относительная погрешность измерений объема нефти ПР, % (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>;
- $\Delta T_p, \Delta T_v$  – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;
- $\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (определяется по таблице 4);
- $\delta N$  – относительная погрешность ИВК при преобразовании входных электрических сигналов в значение массы нефти, %;
- $G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (3)$$

- где  $T_p, T_v$  – 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
830,0-839,9	0,00086	860,0-869,9	0,00079
840,0-849,9	0,00084	870,0-879,9	0,00076
850,0-859,9	0,00081	880,0-889,9	0,00074

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

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН  $\delta M_H$ , %, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595, по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

- где  $\delta M_B$  – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти в лаборатории, %;



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

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

$\rho_{\varphi_{\text{XC}}}$  – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta \varphi_{\text{XC}}$  – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм<sup>3</sup>, вычисляются по формуле

$$\Delta \varphi_{\text{XC}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{XC}}^2 - r_{\text{XC}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

$\Delta W_{\text{МП}}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{\text{МП}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{МП}}^2 - r_{\text{МП}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

$R_{\text{XC}}, R_{\text{МП}}$  – воспроизводимость методов определения массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

$r_{\text{XC}}, r_{\text{МП}}$  – сходимость методов определения массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370;

$W_{\text{В}}$  – массовая доля воды в нефти, измеренная в лаборатории, %;

$W_{\text{XC}}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{\text{XC}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{XC}}}{\rho_{\varphi_{\text{XC}}}}, \quad (8)$$

$\varphi_{\text{XC}}$  – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>);

$W_{\text{МП}}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %.

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 пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти и наименование владельца 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.