

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
«25» октября 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ
№ 107 НПС «ЯРОСЛАВЛЬ-3» ООО «ТРАНСНЕФТЬ - БАЛТИКА»

Методика поверки

МП 1016-14-2019

Начальник отдела - НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

_____ Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2019

РАЗРАБОТАНА ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 107 НПС «Ярославль-3» ООО «Транснефть - Балтика» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками СИКН – 1 год.

Примечание 1 – Если очередной срок поверки средств измерений (СИ) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН	6.2	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Минпромторга РФ от 07.02.2018 № 256 (часть 2), с диапазоном расхода, обеспечивающим возможность проведения поверки преобразователей расхода, входящих в состав СИКН, в рабочем диапазоне измерений.

2.2 При проведении поверки СИ в составе СИКН применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенные в их методиках поверки в соответствии с их описанием типа.

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

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- документами «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 № 784), а также другие действующие отраслевые документы;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;

- правилами технической эксплуатации электроустановок.

4 Условия поверки

Поверка СИКН проводится на месте ее эксплуатации в диапазоне измерений расхода, указанном в описании типа на СИКН. Допускается отклонение до 15 % диапазона измерений расхода при определении метрологических характеристик СИКН.

При проведении поверки соблюдают условия, приведенные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

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

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Таблица 2 – Характеристики (показатели) СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
Количество измерительных линий, шт.	8 (шесть рабочих одна резервная и одна контрольно-резервная)
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	От 400 до 9800
Избыточное давление нефти, МПа	От 0,2 до 1,6
Пределы допускаемой относительной погрешности: - при измерениях массы брутто нефти, % - при измерениях массы нетто нефти, %	± 0,25 ± 0,35
Режим работы СИКН	Непрерывный
Параметры измеряемой среды:	
Изменяемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Температуры измеряемой среды, °С	от 0 до 35
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	От 850 до 900
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	От 5,0 до 100,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Массовая доля серы, %, не более	5,0
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	100
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим управления: - запорной арматурой блока измерительных линий - регуляторами расхода	Автоматизированный / ручной Автоматический / ручной

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	380±38, трехфазное 220 ±22, однофазное
- частота переменного тока, Гц	50±0,5
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	От -45 до +40
- атмосферное давление, кПа	От 84 до 106
Срок службы, лет, не менее	10

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 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.
- СИ, входящие в состав СИКН, должны иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки, а также эксплуатационно-техническую документацию.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН.

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 комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством оператора в следующей последовательности:

- а) включить питание, если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню выбрать пункт меню «Основные параметры»;
- г) выбрать пункт меню «Просмотр»;
- д) выбрать пункт меню «О программе», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «ГКС расход НТ» версия 3.0 проводят в следующей последовательности.

Для просмотра контрольной суммы (цифрового идентификатора) метрологически значимой части ПО необходимо нажать в окне «Архив отчетов» на кнопку «CRC 32». На экране откроется панель, содержащая информацию об имени файла и его контрольной сумме CRC32.

Полученные идентификационные данные сравнивают с данными, указанными 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 идентификационные данные ПО СИКН.

6.3 Опробование

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

6.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность формирования отчетов.

6.3.3 Проверяют герметичность СИКН.

Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек измеряемой среды через элементы оборудования и СИ СИКН.

На элементах оборудования и СИ СИКН не должно наблюдаться следов измеряемой среды.

При обнаружении следов измеряемой среды на элементах оборудования или СИ поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки измеряемой среды.

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

Поверку преобразователей расхода турбинных НТМ10 (далее – ТПР), преобразователя расхода турбинного НТМ12 (далее – ТПР), преобразователей расхода жидкости турбинных HELIFLU TZ-N (далее – ТПР), преобразователей плотности жидкости измерительных модели 7835, преобразователей плотности и вязкости жидкости измерительных модели 7829, влагомеров нефти поточных УДВН-1пм, анализатора серы общей рентгеноабсорбционного в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT, преобразователей измерительных Rosemount 644, в комплекте с термопреобразователями сопротивления Rosemount 0065, датчиков температуры 644, датчиков давления КМ35, комплексов измерительно-вычислительных (далее – ИВК) ИМЦ-07, установки поверочной трубопоршневой двунаправленной OGSB, манометров показывающих для точных измерений МПТИ, манометров показывающих R, термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4, термометров электронных ExT-01, счетчиков жидкости турбинных для местной индикации объемного расхода нефти установленные в блоке измерений показателей качества нефти, проводят в соответствии с документами на поверку, приведенными в их описаниях типа.

Примечание 2 – На момент проведения поверки СИКН указанные в п.п. 6.4.1 СИ должны быть снабжены разрешительными документами (свидетельства поверки) или записями о положительных результатах поверки и средствами защиты (пломбировки) в соответствии с их описаниями типа и методиками поверки.

6.5.2 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы брутто нефти

6.5.2.1 Относительную погрешность СИКН при измерениях массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», определяют по формуле:

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

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %.

За δV принимают относительную погрешность ТПР, если сумма остальных составляющих погрешностей измерений нефти является

несущественной в соответствии с ГОСТ 8.009-84 «ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений»;

- $\delta\rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- $\Delta T_\rho, \Delta T_v$ - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;
- β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (приложение А, ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»);
- δN - предел допускаемой относительной погрешности ИВК;
- G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2\beta T_v}{1 + 2\beta T_\rho} \quad (2)$$

где T_v, T_ρ - температура нефти при измерениях ее объема и плотности, °С.

6.5.2.2 Относительная погрешность СИКН при измерениях массы брутто нефти $\delta M_{бр}$ не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.5.3 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

- где $\delta M_{бр}$ - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти при измерениях в лаборатории, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

- ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

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

- $\rho_{\varphi_{xc}}$ - плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³;

- $\Delta \varphi_{xc}$ - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³, вычисляется по формуле

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

- $\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле

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

- R_B , $R_{МП}$, $R_{ХС}$ - воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей» и ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» соответственно (воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей $R_{ХС}$ принимают равной удвоенному значению сходимости $r_{ХС}$);
- r_B , $r_{ХС}$, $r_{МП}$ - сходимости (повторяемость) методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно;
- W_B - массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории, %;
- $W_{ХС}$ - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле
- $$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_{\varphi_{ХС}}}, \quad (8)$$
- $\varphi_{ХС}$ - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³ (г/м³);
- $W_{МП}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %.

6.5.3.2 Относительная погрешность СИКН при измерениях массы нетто нефти δM_n не должна превышать $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН по форме приложения 1 «Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме приложения 2 «Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. ___ из ___

Наименование средства измерений: _____
 Тип, изготовитель: _____
 Заводской номер: _____
 Владелец: _____
 Наименование и адрес заказчика: _____
 Методика поверки: _____
 Место проведения поверки: _____
 Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр: _____ (соответствует/не соответствует)
2. Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН: _____ (соответствует/не соответствует)
3. Опробование: _____ (соответствует/не соответствует)
4. Определение метрологических характеристик

4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta V, \%$	G	$T_V, ^\circ\text{C}$	$T_\rho, ^\circ\text{C}$	$\beta, 1/^\circ\text{C}$	$\Delta\rho, \text{кг/м}^3$	$\rho_{min}, \text{кг/м}^3$	$\delta_\rho, \%$	$\Delta T_V, ^\circ\text{C}$	$\Delta T_\rho, ^\circ\text{C}$	$\delta N, \%$	$\delta M_B, \%$

Результат вычислений относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН установленным пределам: _____ (соответствует/не соответствует)

4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta M_H, \%$

Результат вычислений относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН установленным пределам: _____ (соответствует/не соответствует)

Дата поверки _____

 должность лица, проводившего поверку

 подпись

 Ф.И.О.