

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

А.С. Тайбинский

" 28 " марта 2017 г.



ИНСТРУКЦИЯ


Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ (СИКН)  
НА УСН-4/2 (ЦЕХ №1) ООО "НИЖНЕВАРТОВСКОЕ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЕ  
ОБЪЕДИНЕНИЕ". ВОЗВРАТ НЕФТИ С УСТАНОВКИ

Методика поверки

МП 0571-14-2017

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. (843) 299-70-52

Казань  
2017

1 РАЗРАБОТАНА	ФГУП "ВНИИР"
ИСПОЛНИТЕЛИ	Фаткуллин Г.М.
2 УТВЕРЖДЕНА	ФГУП "ВНИИР"
3 ВВЕДЕНА	ВПЕРВЫЕ

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и (или) распространен без разрешения ФГУП "ВНИИР".

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений "Система измерений количества и показателей качества нефти(СИКН) на УСН-4/2 (цех №1) ООО "Нижневартовское нефтеперерабатывающее объединение". Возврат нефти с установки" (далее – система) и устанавливает методику её первичной и периодической поверок.

Первичная поверка системы выполняется, согласно части 1 ст. 13 Федерального закона "Об обеспечении единства измерений" от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и приказа Минпромторга России от 2 июля 2015 г. №1815, до ввода её в эксплуатацию, а также после её ремонта.

Периодическая поверка системы выполняется в процессе её эксплуатации.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 "ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения".

Интервал между поверками – 12 месяцев.

## **1 Операции поверки**

1.1 При проведении поверки системы выполняют операции поверки:

- внешний осмотр (6.1);
- подтверждение соответствия программного обеспечения (6.2);
- опробование (6.3);
- определение (контроль) метрологических характеристик (6.4);
- контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти (6.4.1);
- контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти (6.4.2).

1.2 Поверку системы прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

## **2 Средства поверки**

2.1 При поверке счетчика-расходомера массового Micro Motion (модификации DS, DH, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG050, H, LF) модели CMF, модификации CMF400 (далее – ПР) на месте эксплуатации системы применяют установку поверочную CALIBRON серии S по ГОСТ 8.510–2002 "ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости", диапазон от 0,473 до 568 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,05$  %, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 49021-12.

2.2 При поверке других средств измерений, входящих в состав системы, применяют средства поверки в соответствии с их методикой поверки.

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

### 3 Требования к квалификации поверителей

3.1 Поверку системы проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие руководство по эксплуатации на поверяемую систему и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

3.3 Поверитель программного обеспечения должен пройти обучение в соответствии с приказом Росстандарта № 2938 от 17 июня 2011 г.

### 4 Требования безопасности

4.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности;
- Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21 июля 1997 г.;
- "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации;
- "Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок", утвержденные приказом Минтруда России от 24 июля 2013 г. № 328н;
- "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) потребителей".

### 5 Условия поверки

При проведении поверки системы характеристики системы, измеряемой среды должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 1.

Соответствие характеристик нефти таблице 1 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон динамических измерений массы нефти, т/ч	От 110 до 195
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Температура измеряемой среды, °С	От +30 до +70
Избыточное давление измеряемой среды в системе, МПа	От 0,5 до 2,0

Окончание таблицы 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Плотность измеряемой среды в рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	От 855 до 930
Кинематическая вязкость при рабочей температуре, сСт, не более	27,261
Массовая доли воды, %, не более	0,11
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,01
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	12,2
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы системы	Непрерывный
Параметры электрического питания	380 В, 3-х фазное, 50 Гц 220±22 В, однофазное, 50 Гц

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Внешний осмотр

6.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

6.1.1.1 Комплектность системы должна соответствовать её описанию типа.

6.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих внешний вид и препятствующих её применению и проведению поверки;

- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

- средства измерений, входящие в состав системы, 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".

Средства измерений, входящие в состав системы поверяют в соответствии с методиками поверки, указанными в приложении Г.

6.1.2 Система не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

### 6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных программного обеспечения комплекса измерительно-вычислительного "ОКТОПУС-Л" ("OKTOPUS-L") (далее – ИВК)

проводят в соответствии с технической документацией – МС 200.00.00.01 РЭ. Комплекс измерительно-вычислительный "ОКТОРУС-Л" ("ОКТОПУС-Л"). Руководство по эксплуатации.

При входе в подпункт "СВЕДЕНИЯ о ПО" на экране отображается версия интерфейса программного обеспечения, название объектного файла, контрольной суммы для ИВК, приведены на рисунке 1.

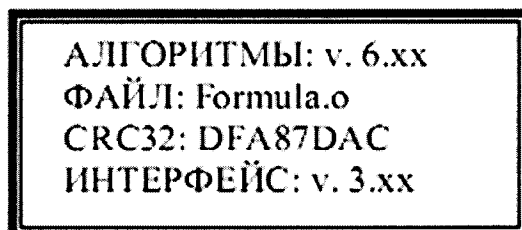



Рис. 1 Идентификационные данные ИВК.

6.2.3 Определение идентификационных данных программного обеспечения автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора "ОЗНА-Flow" проводят в соответствии с технической документацией - "Программное обеспечение "ОЗНА-Flow" версия 2.1 для АРМ оператора. Алгоритмы вычислений".

Идентификационные данные "ОЗНА-Flow" для АРМ оператора отображаются на дисплеи АРМ оператора и вызываются нажатием на логотип ООО "НПП "ОЗНА -

Инжиниринг" , находящегося в левом верхнем углу любого из экранов АРМ оператора. Нажатием "CRC-32" в меню "Мнемосхема" - происходит переход к мнемосхеме "Проверка контрольной суммы". Эта возможность доступна для любого пользователя.

Процедура смены пользователя описана в технической документации.

6.2.4 Идентификационные данные программного обеспечения системы должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

### 6.3 Опробование

6.3.1 Опробуют систему путем увеличения или уменьшения скорости потока (расхода) нефти в пределах рабочего диапазона измерений.

Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении скорости потока (расхода) нефти соответствующим образом изменялись показания на дисплее компьютера и контроллера.

6.3.2 Проверяют герметичность гидравлической схемы системы.

Проверку герметичности системы проводят согласно эксплуатационной документации на систему.

Система считается выдержавшим проверку, если на элементах и компонентах системы нет протечек нефти.

## 6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

### 6.4.1 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.4.1.1 При прямом методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.595–2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений" относительную погрешность измерений массы брутто нефти системой принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти ПР.

6.4.1.2 Поверку ПР осуществляют на месте эксплуатации системы по документам:

- МИ 3189–2009 "ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы "Emerson Process Management". Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки или компакт-прувера и поточного преобразователя плотности";

- МИ 3272–2010 "Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности";

- МИ 3288–2010 "ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки комплектом компакт-прувера, преобразователя объемного расхода и поточного преобразователя плотности";

- "Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки", утвержденная ВНИИМС 25.07.2010 г.

При положительных результатах поверки относительная погрешность ПР не превышает  $\pm 0,25$  %.

6.4.1.3 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой не превышает  $\pm 0,25$  %.

### 6.4.2 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.4.2.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти системой определяют расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta_{МН}$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{МН} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{М})^2 + \frac{\Delta W_{МВ}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_{МВ} + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где  $\delta_{М}$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_{МВ}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

$\Delta W_{МП}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;

$\Delta W_{ХС}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых

- солей %;
- $W_{\text{мв}}$  - максимальное значение массовой доли воды, %;
- $W_{\text{мп}}$  - максимальное значение массовой доли механических примесей, %;
- $W_{\text{хс}}$  - максимальное значение массовой доли хлористых солей, %.

6.4.2.2 Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{хс}} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{мин}}}, \quad (2)$$

- где  $\Delta \varphi_{\text{хс}}$  - предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>;
- $\rho_{\text{мин}}$  - минимальная плотность, кг/м<sup>3</sup>.

6.4.2.3 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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

где  $R$  и  $r$  - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477–2014 "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.

6.4.2.4 Максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$W_{\text{хс}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{мин}}}, \quad (4)$$

где  $\varphi_{\text{хс}}$  - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>.



6.4.2.5 Результаты вычислений по формуле (1) выражают двумя значащими цифрами в соответствии с СТ СЭВ 543-77 "Числа. Правила записи и округления".

Сохраняемую значащую цифру в относительной погрешности измерений массы брутто нефти при округлении увеличивают на единицу, если отбрасываемая цифра не указываемого младшего разряда больше либо равна пяти, и не изменяют, если она меньше пяти в соответствии с ГОСТ Р 8.736-2011 "ГСИ. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения".

6.4.2.6 Структура образования относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведена в приложении Б.

6.4.2.7 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой не превышает  $\pm 0,35\%$ .

## **7 Оформление результатов поверки**

7.1 Положительные результаты поверки удостоверяются свидетельством о поверке и (или) записью в паспорте (формуляре), заверяемой подписью поверителя и знаком поверки.

7.2 Особенности конструкции системы не позволяют нанести знак поверки непосредственно на систему. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в паспорт (формуляр) системы.

7.3 Если в процессе эксплуатации системы была допущена замена отказавшего средства измерений, входящего в состав системы, на другое, оформляется свидетельство о поверке на систему.

7.4 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, гасят знак поверки и выдают извещение о непригодности с указанием причин.

## Приложение А (обязательное)

### Поверка средств измерений, входящих в состав системы

А.1 Поверку средств измерений, предназначенных для измерений нескольких величин или имеющих несколько поддиапазонов измерений, но используемых для измерений меньшего числа величин или на меньшем числе поддиапазонов или в более узком диапазоне измерений, допускается проводить на основании письменного заявления владельца системы, оформленного в произвольной форме.

А.2 Поверку средств измерений, входящих в состав системы, осуществляют в соответствии с нормативными документами, приведенными в таблице А.1 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
ПР	Измеряемая величина "масса", диапазон динамических измерений массы нефти от 180 до 300 т/ч, среднеквадратичное отклонение 0,03%, относительная погрешность рабочего ПР $\pm 0,25$ %, контрольного ПР $\pm 0,20$ % в точке рабочего диапазона	МИ 3189, МИ 3272, МИ 3288, Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки, утвержденная ВНИИМС 25.07.2010 г.
Преобразователь плотности жидкости измерительный (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835	Измеряемая величина "плотность" при текущем значении плотности в системе, абсолютная погрешность $\pm 0,3$ кг/м <sup>3</sup>	МИ 2816–2012 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации".  МИ 3240–2009 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные фирмы "THE SOLARTRON ELECTRONIC GROUP LTD" (Великобритания). Методика поверки"  МИ 2302-1МГ-2003 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации

Продолжение таблицы А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	Измеряемая величина "объёмная доля воды", диапазон измерений от 0,01 % до 2 %, основная погрешность $\pm 0,05$ %	МИ 2366–2005 "Рекомендация. ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки"
Преобразователь давления измерительный 3051	Измеряемая величина "избыточное давление", диапазон от 0 до 2,5 МПа, основная погрешность $\pm 0,065$ %	МП 14061–10 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки", утвержденная ФГУП ВНИИМС 08.02.2010  МИ 1997–89 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки"
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	Измеряемая величина "температура", диапазон измерений от 0 до +55°C для обозначения № 2; абсолютная погрешность $\pm 0,2$ °C в диапазоне измеряемых температур свыше 0 до +100°C	ГОСТ 8.279–78 "Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки"
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	Измеряемая величина "избыточное давление", диапазон измерений избыточного давления от 0 до 2,5 МПа, класс точности 0,6	МИ 2124–90 "Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки"

Окончание таблицы А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 с измерительным преобразователем 644	Измеряемая величина "температура", диапазон от + 5 до + 40°С, основная абсолютная погрешность $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$	Инструкция. "Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в августе 2008 г.
Комплексы измерительно-вычислительные Октопус-Л (Октопус-L)	По описанию типа	Инструкция. "ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный "Октопус-Л" ("Октопус-L"). Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИР" 18 декабря 2009 г.
Контроллер программируемый SIMATIC S7-300.  Контроллер программируемый SIMATIC S7-1200	По описанию типа	МИ 2539-99 "Рекомендация. ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Общие требования к методике поверки"

А.3 Расходомер ультразвуковой UFM3030 в блоке измерений показателей качества нефти, преобразователи разности давления и манометры на фильтрах, подлежат калибровке. При отсутствии методики калибровки, калибровку проводят в соответствии с требованиями методики поверки.

Стрелочные указатели, установленные на системах контроля протечек запорной арматуры, являются индикаторами и подлежат только контролю работоспособности.

**Приложение Б**  
**(справочное)**  
**Структура образования относительной погрешности измерений**  
**массы нетто нефти**

Б.1 Структура образования относительной погрешности измерении массы нетто нефти по формуле (4) при предельных значениях параметров нефти в системе приведен в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Наименование показателя	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, $\delta_m$ , %	0,25
Максимальная массовая доля воды в нефти, $W_{mv}$ , %	0,11
Воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, $R_{mv}$ , %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, $r_{mv}$ , %	0,10
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, $\Delta W_{mv}$ , %	0,13
Максимальная массовая доля механических примесей, $W_{mp}$ , %	0,0100
Воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, $R_{mp}$ , %	0,0050
Сходимость метода по ГОСТ 6370, $r_{mp}$ , %	0,0025
Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, $\Delta W_{mp}$ , %	0,0033
Максимальная массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	12,20
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом	А
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, $R_{xc}$ , мг/дм <sup>3</sup>	6
Сходимость метода по ГОСТ 21534, $r_{xc}$ , мг/дм <sup>3</sup>	3
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации	3,97
Минимальное значение плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	855
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, $W_{xc}$ , %	0,001
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{xc}$ , %	0,000
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, $\delta_{m_n}$ , %	0,31

Б.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает  $\pm 0,35$  %.