

**УТВЕРЖДАЮ**

Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»



  
\_\_\_\_\_, М.С. Немиров  
« 14 » октября 2016 г.

## **ИНСТРУКЦИЯ**

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и параметров нефти сырой №2062  
АО «Булгарнефть» при ДНС-1 НГДУ «Нурлатнефть» ПАО «Татнефть»**

**Методика поверки  
НА.ГНМЦ.128-16 МП**

Казань  
2016

**РАЗРАБОТАНА** Обособленным подразделением Головной научный  
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика»  
в г. Казань (ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ** Крайнов М.В.  
Нурмухаметов Р.Р.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой №2062 АО «Булгарнефть» при ДНС-1 НГДУ «Нурлатнефть» ПАО «Татнефть» (далее – СИКНС) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКНС: один год.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п. 6.1).
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКНС (п. 6.2).
- 1.3 Опробование (п. 6.3).
- 1.4 Определение метрологических характеристик (МХ).
  - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав СИКНС (п. 6.4.1).
  - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 6.4.2).

## 2 Средства поверки

- 2.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002.
- 2.2 Рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.022-91.
- 2.3 Рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.614-2013.
- 2.4 Рабочий эталон 2-го или 3-го разряда по ГОСТ 8.802-2012.
- 2.5 Рабочий эталон 2-го или 3-го разряда по ГОСТ 8.558-2009.
- 2.6 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.
- 2.7 Допускается применять аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

## 3 Требования безопасности

Организация и производство работ проводится в соответствии со следующими правилами и нормативными документами:

в области охраны труда и промышленной безопасности:

– «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;

– Трудовой кодекс Российской Федерации;

в области пожарной безопасности:

– «Пожарная безопасность зданий и сооружений», СНиП 21.01;

– СП 12.13130 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

– СП 5.13130 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;

– «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 №390;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

– «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утв. Приказом Минтруда от 24.07.2013 №328н);

– ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

– Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

#### 4 Условия поверки

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

#### 5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) клейм на СИ, входящие в состав СИКНС.

#### 6 Проведение поверки

##### 6.1. Внешний осмотр.

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКНС следующим требованиям:

- комплектность СИКНС должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКНС не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть четкими и соответствующими технической документации.

##### 6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО рабочего места оператора «Rate АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с эксплуатационными документами. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные рабочего места оператора «Rate АРМ оператора УУН»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

##### 6.3 Опробование.

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

##### 6.4 Определение МХ.

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКНС, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	Инструкция. ГСИ. Расходомеры-счетчики. Методика поверки с применением установки поверочной УЭПМ-АТ. МП 0067-1-013. Казань.

Наименование СИ	НД
	МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры, массовые методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые с частотно-импульсным выходом. Методика поверки мобильной эталонной установкой «МЭУ-100-4,0», утв. ФГУП ВНИИР, Казань, 2005 г.
Преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP41 Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки.
Термопреобразователи с унифицированными выходными сигналами Метран - 276МП	Термопреобразователи с унифицированными выходными сигналами Метран - 276МП, Метран - 276МП-Ех. Руководство по эксплуатации. МП 271.01.00.000 РЭ.
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	МИ 4211-018-2008 «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700. Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС». июнь 2008г.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм1	МИ 2366-2005 Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки. Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки. МП 0309-6-2015. ЦИ СИ ВНИИР. 2015 г.
Влагомер сырой нефти ВСН-2-ПП-100	МИ 2689-2001 ГСИ. Преобразователь первичный измерительный объемной доли воды в нефти типа ПИП-ВСН. Методика поверки.
Комплексы измерительно-вычислительные сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов "ОСТОПУС" (ОКТОПУС)	ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов "ОСТОПУС" ("ОКТОПУС"). Методика поверки. МИ 2723-2002, утвержденная ГЦИ СИ ВНИИР «19» февраля 2002г.

Допускается применение других методик поверки на СИ, утвержденных в установленном порядке.

6.4.2 Определение пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы сырой нефти равны пределам относительной погрешности измерений массомером.

6.4.3 Определение пределов относительной погрешности измерений массы сырой нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_{н} = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{с}^2 + \frac{(\Delta W_{в})^2 + (\Delta W_{сг})^2 + (\Delta W_{рг})^2 + (\Delta W_{хс})^2 + (\Delta W_{мп})^2}{\left(1 - \frac{W_{в} + W_{сг} + W_{рг} + W_{хс} + W_{мп}}{100}\right)^2}} + \delta M_{ИВК}^2} \quad (1)$$

где  $\delta M$  - относительная погрешность измерений массы нетто сырой нефти,

$\delta M_{с}$  - относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %, равная допускаемой относительной погрешности массомера, %;

$\delta M_{ИВК}$  - относительная погрешность ИВК при измерении массы нетто сырой нефти, %;

$W_{в}$  - массовая доля воды в сырой нефти, %;

$W_{сг}$  - массовая доля свободного газа в сырой нефти, %;

$W_{рг}$  - массовая доля растворенного газа в сырой нефти, %;

$W_{мп}$  - массовая доля механических примесей в сырой нефти, %, определенная по ГОСТ 6370-83;

$W_{хс}$  - массовая доля хлористых солей в сырой нефти, %, вычисляемая по формуле

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

где  $\varphi_{хс}$  - массовая концентрация хлористых солей в сырой нефти, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>), определенная в лаборатории по ГОСТ 21534-76;

$\rho_{сн}$  - плотность сырой нефти, измеренная в лаборатории и приведенная к условиям измерения массы сырой нефти согласно ГОСТ 8.636-2013, кг/м<sup>3</sup>.

При определении объемной доли воды в сырой нефти по показаниям поточного влагомера и по ГОСТ 2477-65, массовую долю воды  $W_{в}$ , %, в сырой нефти вычисляют по формуле

$$W_{в} = \frac{\varphi_{в} \cdot \rho_{в}}{\rho_{сн}}, \quad (3)$$

где  $\varphi_{в}$  - объемная доля воды в сырой нефти, %;

$\rho_{в}$  - плотность воды без содержания солей (принимается равной 1000), кг/м<sup>3</sup>;

Массовую долю свободного газа в сырой нефти  $W_{сг}$ , %, определяют по формуле

$$W_{сг} = \frac{V_{сг} \cdot KP \cdot \rho_{г}}{\rho_{мин}}, \quad (4)$$

где  $V_{сг}$  - объемная доля свободного газа в сырой нефти, %, определяется по МИ 2575-2000;

KP - отношение абсолютного давления в измерительной линии СИКНС к атмосферному в момент измерения объемной доли свободного газа в сырой нефти;

$\rho_{г}$  - плотность газа в нормальных условиях, определяемая в лаборатории, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\min}$  - минимальная плотность сырой нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Массовую долю растворенного газа в сырой нефти, %, определяют по формуле

$$W_{pz} = \frac{V_{pz} \cdot \rho_z}{\rho_{cm}} \cdot 100, \quad (5)$$

где  $V_{pz}$  - объемная доля растворенного газа в сырой нефти, приведенная к стандартным условиям (температура 20 °С и абсолютное давление 0,101325 МПа), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, определяется по МИ 2575-2000;

$\rho_{ст}$  - плотность сырой нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м<sup>3</sup>.

$\Delta W_B$  - абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;

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

$\Delta W_{xc}$  - абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %;

$\Delta W_{cz}$  - абсолютная погрешность определений массовой доли свободного газа, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta W_{cz} = \frac{\Delta V_{cz} \cdot \rho_z}{\rho_{cm}}, \quad (6)$$

где  $\Delta V_{cz}$  - абсолютная погрешность определения объема растворенного газа, %, согласно МИ 2575-2000;

$\Delta W_{pz}$  - абсолютная погрешность определений массовой доли растворенного газа, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta W_{pz} = \frac{\Delta V_{pz} \cdot \rho_z}{\rho_{cm}} \cdot 100, \quad (7)$$

где  $\Delta V_{pz}$  - абсолютная погрешность определения объема свободного газа, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, согласно МИ 2575-2000.

Массовую долю свободного газа в сырой нефти  $W_{cr}$ , %, определяют по формуле

$$W_{cr} = \frac{V_{cz} \cdot KP \cdot \rho_z}{\rho_{\min}}, \quad (8)$$

где  $V_{cr}$  - объемная доля свободного газа в сырой нефти, %, определяется по МИ 2575-2000;

$KP$  - отношение абсолютного давления в измерительной линии СИКНС к атмосферному в момент измерения объемной доли свободного газа в сырой нефти;

$\rho_r$  - плотность газа в нормальных условиях, определяемая в лаборатории, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\min}$  - минимальная плотность сырой нефти, кг/м<sup>3</sup>.

При измерении объемной доли воды в сырой нефти влагомером или по ГОСТ 2477-65, абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_a = \frac{\Delta \varphi \cdot \rho_a}{\rho_{cm}}, \quad (9)$$

где  $\Delta\varphi$ -абсолютная погрешность измерения объемной доли воды в сырой нефти влагомером, %;

Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой доли хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001.

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений ( $\Delta$ , % массы) вычисляют по формуле

$$\Delta = \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (10)$$

где  $R$  и  $r$  - воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65, ГОСТ 21534-76, ГОСТ 6370-83.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости  $r$ .

Примечание: Абсолютную погрешность измерений плотности сырой нефти при расчете значение абсолютной погрешности измерений массовой (объемной) доли воды, хлористых солей, механических примесей, свободного газа, растворенного газа не учитывают ввиду ее малого влияния.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли хлористых солей вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{XC} = \frac{0,1 \cdot \Delta\varphi_{xc}}{\rho_{сн}} \quad (11)$$

Плотность нефтяного газа, приведенную к стандартным условиям, определяют расчетным методом по компонентному составу согласно ГСССД МР 113-03. (Компонентный состав определяется в лабораторных условиях хроматографическим методом).

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти не должны превышать  $\pm 0,35$  %.

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты идентификации программного обеспечения оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКНС указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на массомер);
- значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти;



- идентификационные данные ПО СИКНС.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

**Приложение А**  
(рекомендуемое)  
**Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКНС**

Протокол № \_\_\_\_\_  
Подтверждения соответствия ПО СИКНС

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Наименование СИ: \_\_\_\_\_

Заводской номер СИ: № \_\_\_\_\_

Идентификационные данные рабочего места оператора «Rate АРМ оператора УУН»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Заключение: ПО СИКНС соответствует/не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа СИКНС.

Подпись лица

проводившего поверку:

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.