

УТВЕРЖДАЮ

Директор  
ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика»  
в г. Казань



М.С. Немиров

« 21 »

сентября 2015 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти  
№ 1014 ПСП Яйского НПЗ филиала ЗАО «НефтеХимСервис»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0018-12 МП

с изменением № 1

Казань  
2015

**РАЗРАБОТАНА**

Обособленным подразделением Головной научный  
метрологический центр ПАО «Нефтеавтоматика»  
в г. Казань (ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика»)  
аттестат аккредитации № RA.RU.311366

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Крайнов М.В.  
Давыдова Е.Н.,  
Хавкин В.А.

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен,  
тиражирован и (или) распространен без разрешения ПАО «Нефтеавтоматика»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1014 ПСП Яйского НПЗ филиала ЗАО «НефтеХимСервис (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Межповерочный интервал СИКН – один год.

## **1 Операции поверки**

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п.п. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКН (п.п.6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (далее – МХ):
  - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН (п.п. 6.4.1);
  - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти (п.п. 6.4.2 и п.п. 6.4.3 ).

## **2 Средства поверки**

- 2.1 Поверочная установка на базе эталонных мерников 1-го разряда;
- 2.2 устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- 2.3 Плотномер МД-02 (Госреестр № 28944-08);
- 2.4 Комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти УПВН-2 (Госреестр № 10496-86);
- 2.5 Калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- 2.6 Калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).
- 2.7 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (далее – НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.
- 2.8 Допускается применять аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

## **3 Требования безопасности**

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, установленные:

- Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- Правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- Правила устройства электроустановок.

## **4 Условия поверки**

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

## **5 Подготовка к поверке**

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

## 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 соответствующими технической документации.

### 6.2 Подтверждение соответствия ПО.

#### 6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО ИВК «Вектор-02».

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН ИВК «Вектор-02» выбрать меню «Сервис/О программе». На открывшейся странице в правой нижней части экрана расположена кнопка «Рассчитать» и отображены идентификационные данные ПО, которые заносят в протокол по форме приложения 1:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО.

Для определения цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «Рассчитать». Полученный цифровой идентификатор заносят в протокол.

6.2.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.6.2.1, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

### 6.3 Опробование

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

### 6.4 Определение МХ

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Установка трубопоршневая «Сапфир-МН»-500	МИ 1972-95 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»
Счетчик-расходомер массовый типа Micro Motion модели CMF400	МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Счетчик ультразвуковой ALTOSONIC V	Рекомендация «ГСИ. Счетчики ультразвуковые «ALTOSONIC V» и «ALTOSONIC VM» фирмы «Krohne Altometer», Нидерланды. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», апрель 2006 г.; МИ 2853-2003 «ГСИ. Счетчики ультразвуковые ALTOSONIC-5 (мод. ALTSONIC-5M). Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой»

Наименование СИ	НД
Преобразователь измерительный 644	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки» разработанная и утвержденная ВНИИМС, октябрь 2004
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные модели 3051	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»; «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» утверждена ФГУП «ВНИИМС», февраль 2010 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные "Солартрон" типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 2816-2011 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 3240-2009 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти поточные типа УДВН. Методика поверки»
Комплекс измерительно-вычислительный «Вектор-02»	Инструкция «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «Вектор-02». Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУ «Тюменский ЦСМ», декабрь 2009 г.

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

***(Измененная редакция, Изм. №1)***

6.4.2 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Согласно ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений погрешность измерений массы нефти равна пределу допускаемой погрешности счетчика-расходомера массового.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти  $\delta M_{бр}$ , %, при определении массы нефти с применением ультразвукового счетчика ALTOSONIC V вычисляют по формуле:

$$\delta M_{бр} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + \delta \rho^2 + \delta T_{V\rho}^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta V$  - пределы относительной погрешности измерений объема нефти, %;  
 $\delta N$  - предел допускаемой относительной погрешности СОИ, %;  
 $\delta \rho$  - пределы относительной погрешности измерений плотности нефти, %, вычисляемые по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho \times 100}{\rho_{\min}}, \quad (2)$$

$\Delta \rho$  - абсолютная погрешность определения плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_{\min}$  - минимальное значение плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\delta T_{V\rho}$  - составляющая относительной погрешности измерений массы брутто нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее объема и плотности, %, определяемая по формуле

$$\delta T_{V\rho} = \pm \left[ \frac{\beta' \times 100}{1 + \beta' \times (T_\rho - T_V)} \right] \times \sqrt{\Delta T_\rho^2 + \Delta T_V^2}, \quad (3)$$

$\Delta T_\rho$ ,  $\Delta T_V$  - пределы абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

$\beta'$  - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, значения которого приведены в таблице 1 настоящей рекомендации согласно приложению А ГОСТ Р 8.595.

Т а б л и ц а 1 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С
800,0-809,9	0,00094	850,0-859,9	0,00081
810,0-819,9	0,00092	860,0-869,9	0,00079
820,0-829,9	0,00089	870,0-879,9	0,00076
830,0-839,9	0,00086	880,0-889,9	0,00074
840,0-849,9	0,00084	890,0-899,9	0,00072

Значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать  $\pm 0,25$  %.

*(Измененная редакция, Изм. №1)*

6.4.3 Определение пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_n$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta M_{бр}^2 + \frac{(\Delta W_g)^2 + (\Delta W_n)^2 + (W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_g + W_n + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (4)$$

где  $\delta M_n$  - относительная погрешность измерений массы нетто нефти, %;

$\delta M_{бр}$  - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

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

$\Delta W_n$  - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;

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

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать  $\pm 0,35$  %.

## **7 Оформление результатов поверки**

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти, и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельству о поверке на преобразователи расхода);
- идентификационные признаки программного обеспечения СИКН.

*(Измененная редакция, Изм. №1)*

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН 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 2.07.2015 г. № 1815.

*(Измененная редакция, Изм. №1)*

Приложение 1  
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКН

	Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Идентификационные данные ПО, указанные в описании типа СИКН					
Идентификационные данные ПО, полученные во время проведения поверки СИКН					

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

Поверитель:

\_\_\_\_\_ (должность) \_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_ (инициалы, фамилия)

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