

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



Немиров М.С.

2018 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и показателей качества нефти

№444 на ПСП «Кириши» ООО «Балтнефтепровод»

Методика поверки

МП 49321-12

с изменением № 1

Казань
2018

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г.Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

аттестат аккредитации № RA.RU.311366

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Гордеев Е.Ю.,

Целищева Е.Ю.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №444 на ПСП «Кириши» ООО «Балтнефтепровод» (далее – СИКН) и устанавливает объем, порядок и методику ее первичной и периодической поверок.

(Измененная редакция, Изм. №1)

Настоящая методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ-51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

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 нефти (п.п. 6.4.2).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. №256;

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКН.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой СИКН с требуемой точностью.

Раздел 2 (Измененная редакция, Изм. №1)

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда трудовым Кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 г. №197-ФЗ

- в области промышленной безопасности – Федеральным законом от 21.07.2007 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 г. №101 «об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), руководство по безопасности «рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ от 27.12.2012 г. №784 об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»)

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 21.12.1994 г. №69-ФЗ «о пожарной безопасности», «Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства российской Федерации от 25.04.2012 г. №390 «о противопожарном режиме» (вместе с «правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утверждены приказом Минтруда России от 24.07.2013 г. №328н об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок), приказ Минэнерго РФ от 13.01.2003 г. №6 «об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон от 10.01.2002 г. №7-ФЗ «об охране окружающей среды», Федеральный закон от 24.06.1998 г. №89-ФЗ «об отходах производства и потребления»

Раздел 3 (Измененная редакция, Изм. №1)

4 Условия поверки

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

Параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры измеряемой среды

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 15 до 70
Диапазон температуры нефти, °С	от 5 до 40
Диапазон рабочего давления, МПа	от 0,11 до 0,80
Диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 850 до 890

Раздел 4 (Измененная редакция, Изм. №1)

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 проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

6.1.1 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации;

6.1.2 При проверке внешнего вида должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- 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.

6.1.3 СИКН не прошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается.

Подраздел 6.1 (Измененная редакция, Изм. №1)

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПК «Сторос».

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора выбрать меню «Настройка/Настройка системы». На открывшейся странице в правой нижней части экрана расположена кнопка «Проверить CRC» 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 «Проверить CRC». Полученный цифровой идентификатор заносят в протокол.

Пункт 6.2.1 (Измененная редакция, Изм. №1)

6.2.2 Проверка идентификационных данных конфигурационного файла контроллера FloBoss S600+.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для обоих контроллеров (основного и резервного).

С помощью кнопок на передней панели контроллера выбрать на дисплее меню №5 «SYSTEM SETTINGS», далее №7 – «SOFTWARE VERSION». В открывшемся меню необходимо найти страницы со следующими заголовками:

- CONFIG NAME (идентификационное наименование ПО);
- CONFIG VERSION (номер версии ПО);
- FILE CSUM (цифровой идентификатор ПО).

Занести информацию из этих страниц в соответствующие разделы протокола.

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 и п.6.2.2, 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 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящие в состав СИКН.

Поверку СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N	МИ 1974-2004 «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7829	МИ 3001-2006 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы «Solartron Mobrey Limited». Методика поверки в динамическом режиме, МИ 3302-10 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки» ВНИИР, ООО «ИМС Индастриз» МИ 2391-97 «Рекомендация. ГСИ. Вискозиметр

Наименование СИ	НД
	поточный фирмы «Solartron Transducers». Методика поверки».
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	МИ 2816-2008 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 2326-95 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации».
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ Р 8.624-2006 «ГСИ. Термометры сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки». ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки». ГОСТ 8.461-82 «Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки».
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки». ГОСТ 8.461-82 «Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки».
Измерительный преобразователь 644	МИ 2672-2005 Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S МИ 2470-00 «ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы Fisher-Rosemount, США. Методика периодической поверки». «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки», утверждена ФГУП ВНИИМС, октябрь 2004 г.
Преобразователи давления измерительные модели 3051	МИ 1997-89 «Преобразователи давления измерительные. Методика поверки». «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» ФГУП «ВНИИМС», февраль 2010 г.
Преобразователи давления измерительные модели 3051S	«Преобразователи давления измерительные 3051S. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 17.12 02 г.
Контроллеры измерительные фирмы FloBoss S600+	«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП ВНИИП, 25 марта 2011 г.

Наименование СИ	НД
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти поточные типа УДВН. Методика поверки» МИ 2366-96 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки», утверждена ВНИИР 25 декабря 1995 г.
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	МП «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», 2011 г.
Анализаторы серы модели ASOMA 682Т-НР-ЕХ	МП 50181-12 «Инструкция. Анализаторы серы модели ASOMA 682Т-НР-ЕХ, ASOMA 682Т-НР». Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», 2012 г.
Двунаправленная трубопоршневые поверочная установка для жидкостей Daniel	МИ 1972 «Рекомендации. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 1,2	ГОСТ 8.279-78. «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки».
Термометры стеклянные лабораторные ТЛ-4м серии «Labtex» № 1,2	ГОСТ 8.279-78. «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки».
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Манометры избыточного давления показывающие для точных измерений МТИф	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Манометры показывающие ТМ	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».

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

Пункт 6.4.1 (Измененная редакция, Изм. №1)

6.4.2 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти $\delta M_{бр}$, %, вычисляют по формуле

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

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

δV – пределы относительной погрешности измерений объема нефти, %;

$\delta \rho$ – пределы относительной погрешности измерений плотности нефти, %;

$\delta T_{вр}$ – составляющая относительной погрешности измерений массы

брутто нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее объема и плотности, %;
 δN – предел допускаемой относительной погрешности СОИ, %.
 Величину, $\delta\rho$ %, вычисляют по формуле

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

где $\Delta\rho$ – предел абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м³;
 ρ_{\min} – минимальное значение плотности нефти, кг/м³.
 Величину δT_{vp} , %, вычисляют по формуле

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

где ΔT_{ρ} – пределы абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;
 β' – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, значения которого приведены в таблице 2 настоящей инструкции.

Т а б л и ц а 2 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

ρ , кг/м ³	β' , 1/°С	ρ , кг/м ³	β' , 1/°С
810,0-819,9	0,00092	850,0-859,0	0,00081
820,0-829,9	0,00089	860,0-869,9	0,00079
830,0-839,9	0,00086	870,0-879,9	0,00076
840,0-849,9	0,00084	880,0-889,9	0,00074

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

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН по форме Приложения 1 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г.

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);

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России от 2.07.2015 г. № 1815.

Раздел 7 (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	АРМ оператора				CRC32
Идентификационные данные ПО, полученные во время проведения поверки СИКН					
Идентификационные данные ПО, указанные в описании типа СИКН	Конфигурационный файл контроллера (основного) FloBoss S600+				CRC16
Идентификационные данные ПО, полученные во время проведения поверки СИКН					
Идентификационные данные ПО, указанные в описании типа СИКН	Конфигурационный файл контроллера (резервного) FloBoss S600+				CRC16
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

Должность лица, проводившего поверку: _____

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Дата поверки: « ____ » _____ 20__ г.