

УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
ПАО «Нефтеавтоматика»**



М.С. Немиров
«26» 10 20 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти №425
на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0089-15 МП

н.р. 63818-16

РАЗРАБОТАНА

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

(ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Крайнов М.В.,

Галяутдинов А.Р.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ (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 нефти (п.п. 6.4.2);
 - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п.п. 6.4.3).

2 Средства поверки

- 2.1 Передвижная поверочная установка 1 разряда по ГОСТ 8.510-2002 либо установка поверочная на базе весов ОГВ или образцовых мерников 1-го разряда по ГОСТ 8.400-80.
- 2.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08).
- 2.3 Рабочий эталон плотности 1 разряда по ГОСТ 8.024-2002 с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$.
- 2.4 Рабочий эталон вязкости по ГОСТ 8.025-96 с пределами допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости не более $\pm 0,5 \%$.
- 2.5 Рабочий эталон объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 2 разряда по ГОСТ 8.614-2013.
- 2.6 Калибратор давления модульный MC2-R (Госреестр № 28899-05).
- 2.7 Калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07).
- 2.8 Магазин сопротивлений Р4831 (Госреестр № 6332-77).
- 2.9 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН;
- 2.10 Допускается применять аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

3 Требования безопасности

- При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:
- в области охраны труда и промышленной безопасности:
 - «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;
 - Трудовой кодекс Российской Федерации;
 - в области пожарной безопасности:
 - СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

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

- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

- СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- 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.

К проведению испытаний допускаются лица, имеющие высшее образование, опыт работы в области метрологического обеспечения измерений расхода и параметров нефти не менее двух лет, прошедшие курсы повышения квалификации в области «Испытания средств измерений».

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.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) клейм на СИ, входящие 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 ПК «Сропос».

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для рабочего и резервного автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора)

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 А:

- идентификационное наименование ПО;

- номер версии ПО.

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

6.2.2 Проверка идентификационных данных конфигурационного файла контроллера FloBoss S600+.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для четырех контроллеров.

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 (контрольная сумма исполняемого кода)).

Считать серийный номер с корпуса контроллера FloBoss S600+.

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

Т а б л и ц а 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная для жидкости	МИ 1972-95 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников», МИ 2974-2006 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором»
Расходомер массовый Promass с первичным преобразователем расхода Promass F DN 150 и вторичным электронным преобразователем 83	МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Преобразователи плотности жидкости измерительные мод. 7835	МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные "Солартрон" типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2816-2008 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 3240-2009 «ГСИ. Преобразователи

Наименование СИ	НД
	плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительных модели 7829	МИ 3001-2006 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы "Solatron Mobrey Limited". Методика поверки в динамическом режиме», МИ 3302-2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Преобразователь измерительный 644	«Инструкция. ГСИ. Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», август 2004 г.
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»
Преобразователь давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки», МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ВГУП «ВНИИМС» 08.02.2010
Контроллер измерительный FloBoss S600+	«Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd», Великобритания. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25 марта 2011 г
Манометры для точных измерений МПТИ	5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ, и МВПТИ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в 2011 г. МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»

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

6.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массомера.

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

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{(\Delta W_w)^2 + (\Delta W_{mn})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_w + W_{mn} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

- где δM_n - пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %;
 δM - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;
 ΔW_w - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;
 ΔW_{mn} - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;
 W_w - массовая доля воды в нефти, %;
 W_{mn} - массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\phi_{xc}}{\rho}, \quad (2)$$

- где ϕ_{xc} - массовая концентрация хлористых солей в нефти определенная в ХАЛ по ГОСТ 21534-76, мг/дм³;
 ρ - плотность нефти, измеренная в ХАЛ и приведенная к температуре нефти в условиях измерений массовой концентрации хлористых солей по Р 50.2.076-2010, кг/м³.

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

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot \left(1 - \frac{1}{K}\right)}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

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

K - количество измерений показателя качества нефти. Принимается равным двум.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости) r , % массы. Значение сходимости (повторяемости) r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho}, \quad (4)$$

где r_{xc} - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто 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 СИКН в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 2.07.2015 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 свидетельствам о поверке на преобразователи расхода);
- идентификационные признаки программного обеспечения СИКН.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности к применению в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 2.07.2015 г.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола подтверждения соответствия программного обеспечения СИКН

Протокол № _____
подтверждения соответствия программного обеспечения СИКН

Место проведения поверки: _____
Наименование СИ: _____
Заводской номер СИ: № _____

Идентификационные данные (признаки)	Значение, указанное в описании типа СИКН	Значение, полученное во время проведения поверки СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер) ПО		
Цифровой идентификатор ПО		
Другие идентификационные данные (если имеются)		

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

Должность лица проводившего

поверку: _____ (подпись) _____ (инициалы, фамилия)

Дата « ____ » _____ 20 ____ г.

поверки: