

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ
ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика»

в г. Казань



М.С.Немиров

2014 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 274
ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0054-14 МП

Казань
2014

РАЗРАБОТАНА Государственным центром испытаний средств измерений
Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в
г. Казань
(ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань)
Номер регистрации в Государственном реестре средств
измерений № 30141-10

ИСПОЛНИТЕЛИ Крайнов М.В.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» (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 (ПО) СИКН (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (МХ):
 - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (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 брутто нефти (п.п. 6.4.3).

2 Средства поверки

- 2.1 Передвижная поверочная установка 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- 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-го разряда по ГОСТ 8.024-2002;
- 2.4 Калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- 2.5 Калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).
- 2.6 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.
- 2.7 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, установленные:

- в области охраны труда и промышленной безопасности: Трудовой Кодекс РФ, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013г. № 101;
- в области пожарной безопасности: «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 №390;
- в области соблюдения безопасной эксплуатации электроустановок: «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила устройства электроустановок», утвержденные приказом Минтруда России от 24.07.2013 г. № 328Н;
- в области охраны окружающей среды: Федеральным законом «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ.

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 «Cgropos».

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора нажать кнопку «Сервис». В открывшемся окне нажать кнопку «Контрольные суммы», после чего в правой нижней части экрана открывается окно с идентификационными данными ПО, которые заносят в протокол по форме приложения 1:

- идентификационное наименование ПО;
- цифровой идентификатор (контрольная сумма) ПО.

Для определения цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «Проверить», расположенную напротив наименования соответствующего метрологически значимого ПО. По нажатию кнопки открывается служебная подпрограмма для получения цифрового идентификатора (рис. 1). 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 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.

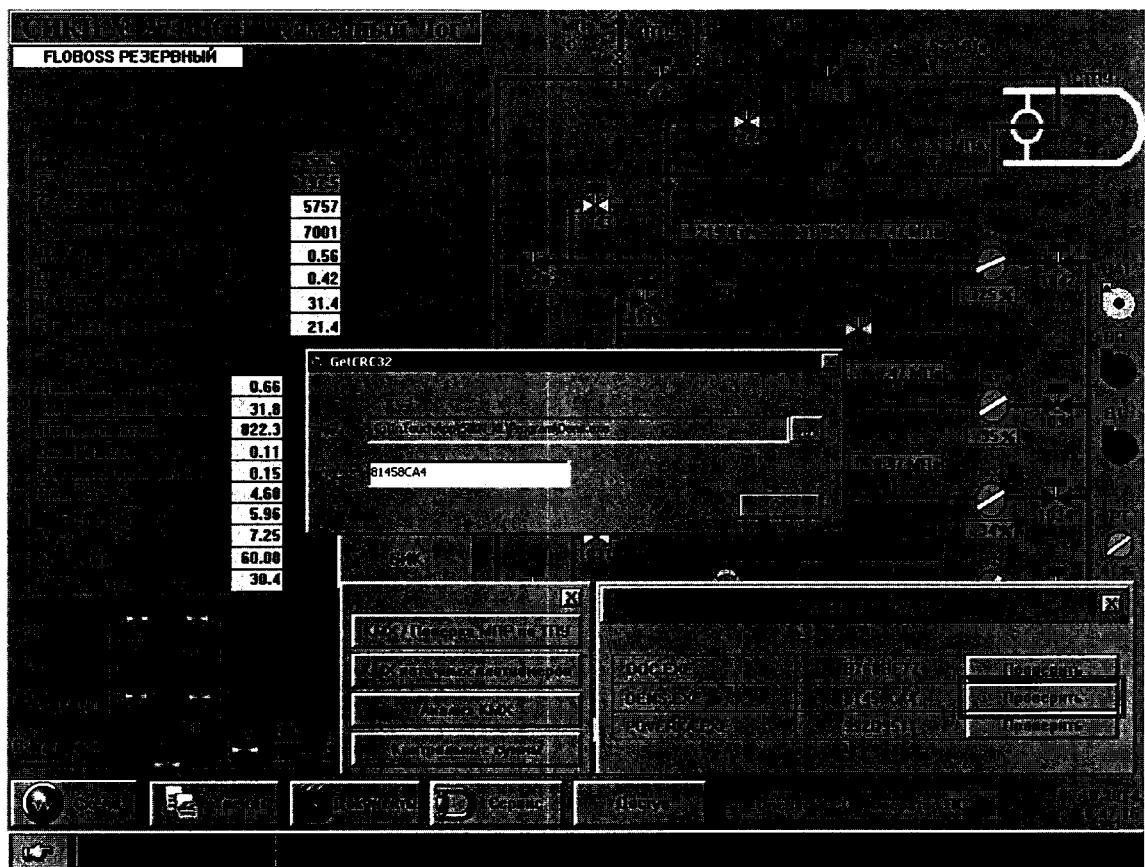


Рис. 1. Проверка цифрового идентификатора ПО ПК «Cgropos»

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 поверочная двунаправленная 2-го разряда	МИ 2974-2006 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой установкой 1-го разряда с компаратором»; МИ 2622-2000 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки поверочной установкой типа «Brooks compact Prover» фирмы «Brooks instrument»; МИ 3268-2010 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки установками поверочными на базе компакт-прувера и компаратора»
Расходомер массовый Promass 83F	МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»

Наименование СИ	НД
	МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные "Соларtron" типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительных модели 7829	МИ 3119-2008 ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации; МИ 3302-2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователь измерительный iTemp Термопреобразователь сопротивления платиновый TR 10	ГОСТ 8.461-82 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки»; МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR, TST. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. «Преобразователи измерительные серии iTEMP ТМТ. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2008 г.
Преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP 41	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» Рекомендация «ГСИ. Преобразователи давления и уровня измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.KG», Германия. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 16.09.2009 г.
Контроллер измерительный FloBoss S600	«Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в 2008 г.; «Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd», Великобритания. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25 марта 2011 г.

Наименование СИ	НД
Преобразователь измерительный постоянного тока ПТН-Е2Н	«Преобразователь измерительный постоянного тока ПТН-Е2Н. Методика поверки» КДСА.426431.001 ПМ, согласованная ГЦИ СИ ФГУ «ЦСМ Республики Башкортостан» 16.10.2009 г.
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	МИ 2124 – 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, напорометры, тягометры и тягонапорометры показывающие и самопищащие. Методика поверки»
Термометр ртутный стеклянный лабораторный 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.

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 счетчиков-расходомеров массовых.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов определяют в соответствии с МИ 3151-2008 либо МИ 3272-2010.

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

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

где δM_n - относительная погрешность измерений массы нетто нефти, %;
 δM_{brp} - предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;
 ΔW_b - абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;
 ΔW_n - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{xc} - абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти, при использовании влагомера поточного УДВН-1ПМ вычисляют по формуле

$$\Delta W_b = \frac{\Delta \varphi_b \cdot \rho_b}{\rho_{Bik}}, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_b$ - абсолютная погрешность измерений влагомера нефти поточного модели L, %;
 ρ_b - плотность дистиллированной воды при температуре определения объема нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$.
 ρ_{Bik} - плотность нефти, измеренная поточным преобразователем плотности в БИК, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли воды вычисляют по формуле

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

где R_b и r_b - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли воды, берут из ГОСТ 2477-65, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, ΔW_n , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_n = \pm \frac{\sqrt{R_n^2 - r_n^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где R_n и r_n - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли механических примесей, берут из ГОСТ 6370-83, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , % массы, вычисляют по формуле

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

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли хлористых солей, % массы.

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

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho}, \quad (6)$$

где r_{xc} - сходимость 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 правил по метрологии ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения». На обратной 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).

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006-94.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКН

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

Протокол №

Подтверждения соответствия ПО СИКН

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

Заключение: ПО СИКН соответствует/не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа СИКН.
Должность лица проводившего поверку: _____

Дата « ____ » 20 ____ г.
(подпись) _____ (инициалы, фамилия)
проверки.