

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.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на № 2052 АО «ГРИЦ»» (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.п. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКНС (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 СИКНС (п.п. 6.4.1);
 - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти (п.п. 6.4.2);
 - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти (п.п. 6.4.3).

2 Средства поверки

- 2.1 Передвижная поверочная установка 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002 или ГОСТ 8.142-2013;
- 2.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08), либо калибратор измерительных каналов КИК-М (Госреестр № 32639-06);
- 2.3 Рабочий эталон 2-го разряда единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов по ГОСТ 8.614-2013;
- 2.4 Калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-05);
- 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 СИКНС.
- 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 12.03.2013 г. № 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 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 контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (основной/резервный):

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

С помощью кнопок на передней панели контроллера перейти из главного меню в меню «System settings», затем «Module S-ware H-ware». На экране контроллера появится меню, в котором указаны номер версии и контрольная сумма CRC-16 флэш-памяти контроллера, хранящей операционную систему

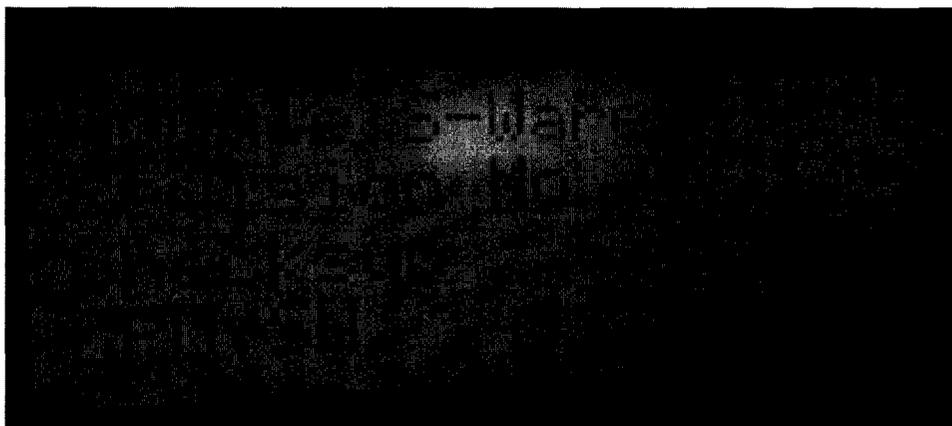


Рис. 1: Вид окна « System settings. Module S-ware H-ware »

Идентификационные данные ПО заносят в протокол по форме Приложения 1.

6.2.2 Проверка идентификационных данных программного обеспечения АРМ оператора «Кристалл».

На верхней панели развернутого окна программы необходимо перейти на вкладку «Настройки». На открывшейся вкладке нажимают кнопку «Проверка контрольных сумм метрологических кодов». В открывшемся окне приведены наименование модулей с метрологически значимой частью ПО и расположены кнопки для проверки идентификационных данных ПО, после нажатия на которые появляется окно с идентификационными данными модуля: имя файла, версия файла, контрольная сумма (Hash CRC32). Полученные идентификационные данные заносят в протокол по форме приложения А.

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКНС и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 и п.6.2.2, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКНС 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 СИКНС.

6.4 Определение МХ.

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

Таблица 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF200	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» Инструкция «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые с частотно-импульсным выходом. Методика поверки мобильной эталонной установкой «МЭУ-100-4,0», утверждена ФГУП ВНИИР, 2005 г.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм2	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Влагомер сырой нефти ВСН-2-80-100	Рекомендация «ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ВНИИР 14.06.2007 г. Инструкция «ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012», утверждена ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 15.10.2012 г.
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	МИ 2672-2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные «АИР-20Ех/М2-Н»	«Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» 29.10.2010 г.

Наименование СИ	НД
Датчики давления Сапфир-22МТ	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давление измерительные. Методика поверки»
Контроллер измерительно-вычислительный OMN 6000	МИ 3156-2008 «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки»
Манометры для точных измерений МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. 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 относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

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

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти не должны превышать $\pm 0,25\%$.

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_c^2 + \left(\frac{\Delta W_B}{1 - \frac{W_{MB}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{CG}}{1 - \frac{W_{CG}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{RG}}{1 - \frac{W_{RG}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{XC}}{1 - \frac{W_{XC}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{MP}}{1 - \frac{W_{MP}}{100}}\right)^2} \quad (1)$$

где δM_c – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, значение которых принимают равными пределам допускаемой относительной погрешности измерений массомера, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %;

W_{MB} – верхний предел измерений массовой доли воды в сырой нефти, %;

ΔW_{CG} – абсолютная погрешность определения массовой доли свободного газа в сырой нефти, %;

W_{CG} – верхний предел измерений массовой доли свободного газа в сырой нефти, принимаемый равным нулю;

ΔW_{RG} – абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

W_{RG} – верхний предел измерений массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

- W_{xc} – верхний предел измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
- $\Delta W_{мп}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
- $W_{мп}$ – верхний предел измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти поточным влагомером 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 системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на преобразователи расхода);
- 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», утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

