

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»
Государственный научный метрологический центр
ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию
А. С. Тайбинский

« 29 » марта 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ ПРИ НПС «ТЕРНОВКА-2» СИКН 100-2-6,3-УХЛ1

Методика поверки

МП 0929-9-2019

Начальник отдела НИО-9

К. А. Левин

Тел. отдела: (843)273-28-96

г. Казань
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К. А., Кудусов Д. И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти при НПС «Терновка-2» СИКН 100-2-6,3-УХЛ1 (далее – СИКН) и устанавливает методику и средства её первичной и периодической поверок.

СИКН предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы нефти, поступающей по подводным трубопроводам при проведении оперативного учёта.

Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объёме проведения поверки.

Если очередной срок поверки средств измерений из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это средство измерений, при этом поверку СИКН не проводят.

Интервал между поверками – один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Проверка идентификации и защиты программного обеспечения (ПО) СИКН	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Перечень эталонов применяемых при поверке:

Применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих средств измерений (далее – СИ), перечисленных в таблице 3.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также другими действующими нормативными документами (НД);
- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведёнными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4 Условия поверки

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

Характеристики измеряемой среды при проведении поверки на месте эксплуатации должны соответствовать требованиям, приведённым в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть товарная по ГОСТ Р 51858
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 12,5 до 65
Плотность нефти при + 20 °С, кг/м ³	от 830,1 до 850
Плотность пластовой воды при + 20 °С, кг/м ³	1012
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,6 до 4,0
Вязкость кинематическая при + 20 °С, сСт, не более	15
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 0 до + 50
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, мг/дм ³ , не более	200
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа, не более	66,7
Диапазон плотности газа в стандартных условиях, кг/м ³	от 1,02 до 1,03
Режим работы СИКН	периодический
Срок службы, лет, не менее	20

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав СИКН.

6.2 Проверка идентификации и защиты ПО СИКН.

6.2.1 Для проверки идентификационных данных (признаков) ПО СИКН, необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для модулей измерительных контроллеров программируемых Simatic S7-1500:

Находясь в основном меню НМІ панели необходимо выбрать закладку «Панель управления» (рис.1).

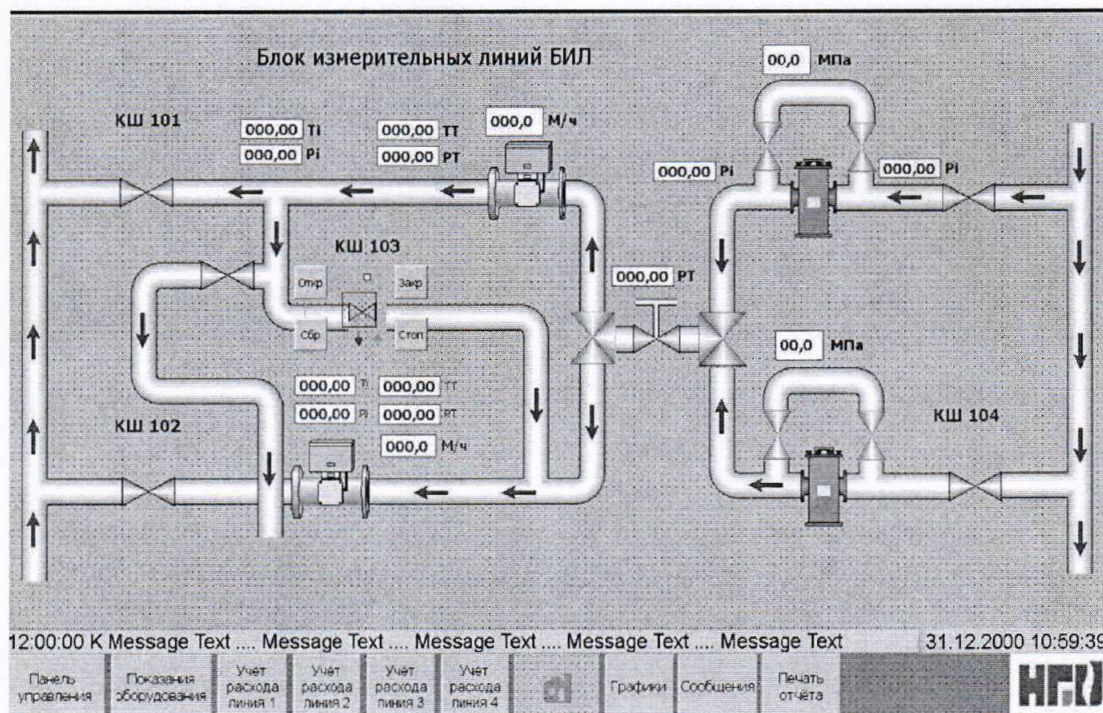


Рисунок 1 – Меню НМІ панели контроллера для отображения идентификационных данных

Из меню «Панель управления» выбирается закладка «Контрольная сумма» (рис.2).

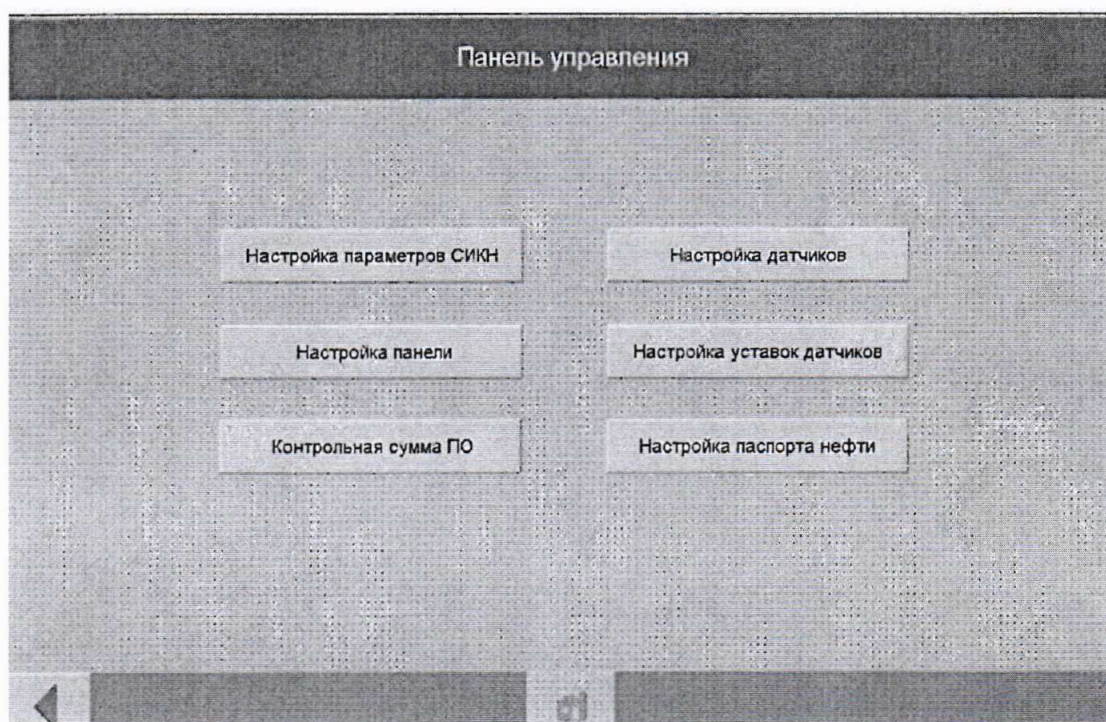


Рисунок 2 – Меню «Панель управления» оператора СИКН

На экране отображается контрольная сумма операционной системы (рис.3).

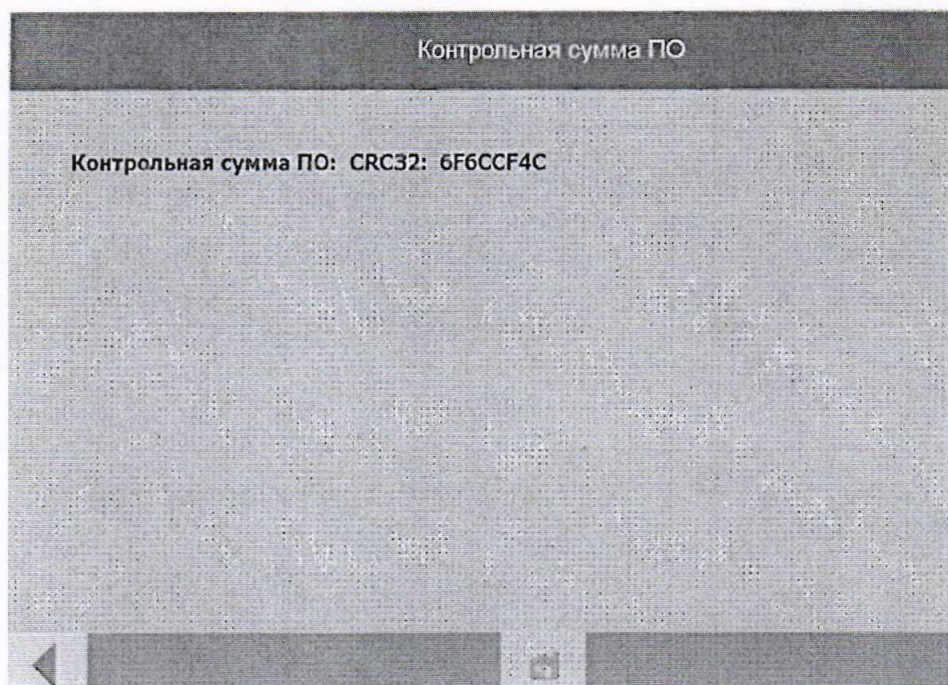


Рисунок 3 – Результат проверки идентификации и защиты ПО СИКН
(контрольная сумма ПО: CRC32)

Идентификация ПО системы осуществляется путём отображения на мониторе операторской станции управления структуры идентификационных данных, приведённых в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Lib_SIKN.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	843C160F

6.2.2 Идентификационные данные ПО СИКН должны соответствовать указанным в описании типа СИКН.

6.3 Внешний осмотр.

При внешнем осмотре устанавливают соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в технической документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;
- надписи и обозначения на средствах измерений, входящих в состав СИКН, чёткие и соответствуют требованиям технической документации.

6.4 Опробование.

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

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчёта.

6.4.3 Проверяют герметичность СИКН.

На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

6.5 Определение метрологических характеристик.

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3 или другими действующими НД, утвержденными в установленном порядке.

Т а б л и ц а 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ)	ЭМ-260.000.000.000.01 МП «Инструкция. Счётчики - расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (с изм. № 1) МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» (с изм. № 1 и № 2) МИ 3272-2010 «ГСИ. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» МИ 3313-2011 «ГСИ. Счётчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счётчика-расходомера массового»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные «ПОТОК» серии DSIII	«МЦКЛ.0164. Методика поверки»
Контроллеры программируемые Simatic S7-1500	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270-Ех, модели ТСМУ Метран-274-05Ех1а	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений виброустойчивые МТИ-Вуф	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы брутто нефти принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений СРМ.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти не должна превышать $\pm 0,25$ % для рабочего и резервного СРМ.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, при прямом методе динамических измерений определяют расчётным путём по формуле:

$$\delta M_{\text{н}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{\text{бр}}^2 + \frac{\Delta W_{\text{в}}^2}{W_{\text{в}}} + \frac{\Delta W_{\text{мп}}^2 + \Delta W_{\text{хс}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{мп}} + W_{\text{хс}}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где $\delta M_{\text{бр}}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 $\Delta W_{\text{в}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;
 $W_{\text{в}}$ – массовая доля воды в нефти, %;
 $\Delta W_{\text{мп}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;
 $W_{\text{мп}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 $\Delta W_{\text{хс}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %;
 $W_{\text{хс}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений Δ , %, вычисляют по формуле

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

где R и r – воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;
- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

6.6. Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН по форме приложения 1 Приказа Минпромторга России от 02 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» (с изменениями в соответствии с Приказом Минпромторга России № 5329 от 28.12.2018г.).

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» (с изменениями в соответствии с Приказом Минпромторга России № 5329 от 28.12.2018г.).

7.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.