



СИБИНТЕК

УТВЕРЖДАЮ
Директор по АСУТИ и метрологии
ООО ИК «СИБИНТЕК»



_____ В.В. Фурсов

_____ 2020 г.

Инструкция
Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров
нефти сырой (СИКНС) УПСВ Ново-Аманакская ЦППН № 2
АО «Самаранефтегаз»
Методика поверки

МП 16-1045-02-2020

Самара
2020

РАЗРАБОТАНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Репин Ю.Е.

УТВЕРЖДЕНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

Настоящая инструкция устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) УПСВ Ново-Аманакская ЦППН № 2 АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), зав № 126082, предназначенную для автоматизированного измерения массового расхода и массы сырой нефти, определения массы нетто сырой нефти при оперативном учете.

Интервал между поверками – один год.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

Наименование операции ¹	Номер пункта поверки	Проведение операции при	
		Первичной поверке	Периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	да	да
Внешний осмотр	6.2	да	да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.3	да	да
Опробование	6.4	да	да
Определение метрологических характеристик	6.5	да	да

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При поэлементной поверке применяются средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС

2.2 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик (далее – МХ) поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- руководство 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 (далее – НД);
- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

4.1 При проведении поверки соблюдают условия² в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

¹ при получении отрицательных результатов поверки по какому-либо пункту методики поверки поверку СИКНС прекращают

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

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества сырой нефти, находящейся в измерительных линиях.

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч	от 4 до 36
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти нормируется в соответствии с документом: «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сырой нефти. Методика измерений системой количества и параметров нефти сырой (СИКНС) УПСВ Ново-Аманакская ЦППН №2 АО «Самаранефтегаз» прямым методом динамических измерений» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2020.37856)	

Таблица 2 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С:	от -40 до +50
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$(380\pm 38)/(220\pm 22)$ 50 \pm 1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с - плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	сырая нефть от 0,3 до 1,0 от +5 до +40 от 5,37 до 50,00 от 861,30 до 881,00
- объемная доля воды, % - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - содержание свободного газа	от 0,2 до 8,0 от 853 до 5 000 от 0,0417 до 0,0500 от 0 до 15 не допускается

4.3 Возможность проведения поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава системы для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений для системы не предусматривается.

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

При подготовке к поверке выполняют следующие работы:

- проверка выполнения условий пункта 2, пункта 3, пункта 4 настоящей инструкции;
- подготовка к работе СИКНС и средств поверки согласно их эксплуатационных документов;
- проверка герметичности соединений и узлов гидравлической системы рабочим давлением.

6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Проверка комплектности технической документации

² при соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

Проверяют наличие эксплуатационной документации на СИКНС, а также на СИ, входящие в состав СИКНС.

6.2 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие СИКНС следующим требованиям:

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

6.3 Проверка идентификации и защиты программного обеспечения СИКНС.

6.3.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) автоматизированного рабочего места – «Rate Calc» (далее – АРМ) оператора осуществляется в соответствии с руководством пользователя.

6.3.1.1 Вверху основной мнемосхемы (на мониторе АРМ оператора) необходимо нажать кнопку «Версия...». Появится окно «О программе», в котором нужно нажать кнопку «Получить данные по библиотеке», после чего в окне отобразятся идентификационные данные метрологически значимой части ПО АРМ оператора.

Полученные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в протокол по форме приложения 1.

6.3.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (далее – ИВК) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

6.3.2.1 В экранной форме основного меню выбрать с помощью кнопок перемещения пункт «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ» и нажать кнопку «Enter» (в виде изогнутой стрелочки); в появившемся подменю выбрать с помощью кнопок перемещения подпункт «СВЕДЕНИЯ о ПО» и нажать кнопку «Enter», после чего на экране в виде текста отобразятся идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК.

Полученные идентификационные данные ПО ИВК заносят в протокол по форме приложения 1.

6.3.3 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО СИКНС (идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер ПО) и цифровой идентификатор ПО) соответствуют идентификационным данным, указанным в таблице 3, в противном случае результаты проверки признают отрицательными.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	Rate Calc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	24821CE6	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32

6.4 Опробование

6.4.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКНС в соответствии с технологической инструкцией на СИКНС, возможность получения отчета.

6.4.2 Проверяют герметичность гидравлической части СИКНС.

6.4.3 На элементах и компонентах СИКНС не должно быть следов протечек сырой нефти.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКНС, проводят поэлементным способом в соответствии с НД, приведенными в таблице 4

Таблица 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260» (ФИФОЕИ № 42953-15)	<p>ЭМ-260.000.000.000.01 МП «Инструкция. Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260». Методика поверки» с изменением № 2, утверждена ЗАО КИП «МЦЭ» 30.05.2019</p> <p>МИ 3272-2010 «ГСИ. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3313-2011 «ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»</p>
Преобразователь давления AUTROL, модель АРТ3200-G (ФИФОЕИ № 37667-13)	МИ 1997-89 «Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
Термопреобразователь сопротивления взрывобезопасный с унифицированным выходным сигналом ТСМУ 9418 (ФИФОЕИ № 17627-98)	ДДС 2.821.971 МП «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9313, ТСМУ 9313, ТСПУ 9418, ТСМУ 9418», согласованной с УНИИМ письмом N 221/4-4904 от 18.12.2000 г.
Датчик давления АМ-2000, модель TG (ФИФОЕИ № 35035-14)	МЦКЛ.0132 МП «Датчики давления серии АМ2000. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ» 17.01.2014 г.
Влагомер сырой нефти ВСН-2, модель ВСН-2-50-30-01 (ФИФОЕИ № 24604-12)	«Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 15.10.2012
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л») (ФИФОЕИ № 43239-15)	МП 0177-2-2014 «ГСИ. Инструкция. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»). Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 09.09.2014

6.5.2 Показывающие СИ давления и температуры сырой нефти утвержденных типов, поверяются в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти δM_c , %, принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений счетчика-расходомера массового «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

Относительная погрешность СРМ на рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) в диапазоне расхода не должна превышать $\pm 0,25$ %, относительная погрешность СРМ на контрольно-резервной ИЛ в точке расхода не должна превышать $\pm 0,20$ %.

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

6.5.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти.

6.5.3.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти M_n , %, вычисляют в соответствии с ФР.1.29.2020.37856 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) УПСВ Ново-Аманакская ЦППН № 2 АО «Самаранефтегаз» прямым методом динамических измерений» по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_c^2 + \left(\frac{\Delta W_{MB}}{1 - \frac{W_{MB}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{rg}}{1 - \frac{W_{rgB}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xcB}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{мп}}{1 - \frac{W_{мпB}}{100}}\right)^2}, \quad (1)$$

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

ΔW_{MB} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти, %;

W_{MB} – массовая доля воды в сырой нефти, %;

ΔW_{rg} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

W_{rg} – массовая доля растворенного газа в сырой нефти, %;

ΔW_{xc} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

W_{xc} – массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %, определяемая в соответствии с ГОСТ 21534;

$\Delta W_{мп}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$W_{п}$ – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, определяемая в лаборатории по ГОСТ 6370.

6.5.3.2 Массовую долю воды в сырой нефти при измерении объемной доли воды с помощью ВП или в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, или ВСН-Л (в зависимости от выбранного метода измерений), рассчитывают по формуле:

$$W_{MB} = \frac{W_{ов} \cdot \rho_B^p}{\rho_{сн}^p}, \quad (2)$$

где $W_{ов}$ – объемная доля воды в сырой нефти, %;

ρ_B^p – плотность пластовой воды в рабочих условиях, кг/м³.

Плотность пластовой воды в рабочих условиях вычисляют по формуле:

$$\rho_B^p = \rho_B^{лаб} \cdot \frac{СТЛ_B(t_p)}{СТЛ_B(t_{лаб})} \quad (3)$$

где $\rho_B^{лаб}$ – плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м³;

$СТЛ_B(t_p)$, – поправочные коэффициенты плотности от температуры, для

$СТЛ_B(t_{лаб})$ – температуры t_p и $t_{лаб}$ соответственно;

t_p – температура сырой нефти в ИЛ при измерении массы сырой нефти с применением СРМ, °С;

$t_{лаб}$ – температура в лаборатории, при которой проводится измерение плотности воды, °С.

Коэффициент $СТЛ_B(t)$ вычисляют по формуле:

$$\begin{aligned} СТЛ_B(t) = & 1 - (1,8562 \cdot 10^{-4} + 1,2882 \cdot 10^{-5} \cdot B) \cdot \Delta t - \\ & - (4,1151 \cdot 10^{-6} - 1,4464 \cdot 10^{-7} \cdot B) \cdot \Delta t^2 + \\ & + (7,1926 \cdot 10^{-9} + 1,3085 \cdot 10^{-10} \cdot B) \cdot \Delta t^3 \end{aligned} \quad (4)$$

где

$$B = \frac{\rho_B^{лаб} - 999,0}{7,2}, \quad (5)$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (6)$$

Примечание - При проведении расчетов по формулам (3) – (6) за значение t принимают t_p и $t_{\text{лаб}}$ соответственно.

где $\rho_{\text{сн}}^p$ – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м^3 , определяют по формуле:

$$\rho_{\text{сн}}^p = \rho_{\text{н}}^p \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{ов}}}{100}\right) + \rho_{\text{в}}^p \cdot \frac{W_{\text{ов}}}{100} \quad (7)$$

где $\rho_{\text{н}}^p$ – плотность обезвоженной дегазированной нефти в рабочих условиях, кг/м^3 , вычисленная согласно таблицам Р 50.2.076.

Массовую долю хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти $W_{\text{хс}}$, %, вычисляют по формуле:

$$W_{\text{хс}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{СТ}}}, \quad (8)$$

где $\varphi_{\text{хс}}$ – концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм^3 (г/м^3), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти $\Delta W_{\text{мв}}$, %, при применении влагомером поточным (далее – ВП) или ВСН-Л-01 определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{мв}} = \pm \frac{\Delta W_{\text{ов}} \cdot \rho_{\text{в}}^p}{\rho_{\text{сн}}^p}, \quad (9)$$

При измерении объемной доли воды сырой нефти в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти $\Delta W_{\text{мв}}$, % определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{мв}} = \frac{\Delta W_{\text{вл}} \cdot \rho_{\text{в}}^{\text{СТ}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{СТ}} \cdot \left(1 - \frac{W}{100}\right) + \rho_{\text{в}}^{\text{лаб}} \cdot \frac{W}{100}}, \quad (10)$$

где $\Delta W_{\text{вл}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения объемной доли воды в сырой нефти в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, %.

где $\Delta W_{\text{ов}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности ВП или ВСН-Л-01, %.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа $\Delta W_{\text{рг}}$, %, определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{рг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{СТ}}} \cdot 100, \quad (11)$$

где $\Delta V_{\text{рг}}$ – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема сырой нефти при рабочих условиях по МИ 2575, %.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей $\Delta W_{\text{хс}}$, %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{СТ}}}, \quad (12)$$

где $\Delta \varphi_{\text{хс}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм^3 (г/м^3).

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего параметра сырой нефти (массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей) абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \gamma^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (13)$$

где R^3 – предел воспроизводимости методов определения параметров сырой нефти;

γ – предел сходимости (повторяемости) методов определения показателей

³ воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости γ

параметров сырой нефти.

Значения R и г приведены в ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно.

6.5.3.3 Результаты определения пределов относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто сырой нефти считают положительными, если рассчитанные пределы относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти не превышают следующих значений:

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в ней влагомером поточным, не более, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти:

от 0,2 % до 5,0 % $\pm 0,70$ %;

св. 5 % до 8 % $\pm 0,72$ %.

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в ней в испытательной (химико-аналитической) лаборатории (далее – лаборатория) по ФР.1.29.2016.25448, не более, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти:

от 0,2 % до 5,0 % $\pm 1,14$ %;

св. 5 % до 8 % $\pm 1,18$ %.

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти лабораторным, не более, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти:

от 0,2 % до 5,0 % $\pm 0,43$ %;

св. 5 % до 8 % $\pm 0,43$ %.

6.5.4 СИКНС считают прошедшей поверку, если все СИ, входящие в её состав, имеют действующие свидетельства о поверке и результаты определения пределов относительной погрешности СИКНС при измерении массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти положительны.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС 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» и протокол поверки.

7.2 Результаты поверки СИКНС оформляют протоколом поверки согласно приложению 1 к настоящей методике поверки. Протокол поверки является неотъемлемой частью свидетельства о поверке СИКНС.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и 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».

7.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС в виде оттиска поверительного клейма или наклейки. Пломбировка СИКНС осуществляется с помощью свинцовой (пластмассовой) пломбы и проволоки, продетой через специальные отверстия в крышке электронного блока СРМ со стороны индикатора. Допускается использовать пломбировочную ленту, которая приклеивается на корпус электронного преобразователя СРМ и на крышку электронного преобразователя СРМ со стороны индикатора

Приложение 1

(рекомендуемое)

Протокол № _____

поверки системы измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) УПСВ Ново-Аманакская ЦППН № 2 АО «Самаранефтегаз», номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений _____

Заводской номер СИКНС:

Методика поверки:

Диапазон массового расхода, т/ч:

Условия проведения поверки:

- температура окружающего воздуха, °С:

- относительная влажность окружающего воздуха, %:

- атмосферное давление, кПа:

Поверочная среда:

Основные средства поверки:

Результаты поверки:

1. Проверка комплектности технической документации (п. 6.1 МП) (соответствует/не соответствует): _____

2. Внешний осмотр (п.6.2 МП)

Результаты внешнего осмотра СИКНС (соответствует/не соответствует): _____

3. Подтверждение идентификации и защиты программного обеспечения (ПО) СИКНС (п. 6.3 МП)

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

Результаты проверки идентификации и защиты ПО СИКНС (соответствует/не соответствует): _____

4. Опробование (п. 6.4 МП) (соответствует/не соответствует) _____

5. Определение метрологических характеристик (МХ) СИКНС (п. 6.5)

