



СИБИНТЕК

УТВЕРЖДАЮ

**Заместитель генерального директора
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 Северо-Каменская
АО «Самаранефтегаз»**

Методика поверки

МП 16-1045-05-2020

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 Северо-Каменская АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), зав № 99029, 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 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:

– руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральными нормами и правилами 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 характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч	от 50 до 400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %, не более	$\pm 0,25$
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 УПСВ Северо-Каменская АО «Самаранефтегаз» прямым методом динамических измерений» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2020.37857)	

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 - объемная доля воды, %, - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - содержание свободного газа	сырая нефть от 0 до 5,0 от 0 до +50 от 1,243 до 30,000 от 800 до 1170 от 0 до 95 от 300 до 6000 от 0,0100 до 0,1015 от 0,3 до 15,0 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.

² при соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Проверка комплектности технической документации

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 АРМ оператора УНН» (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 поверки признают отрицательными.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

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

6.4 Опробование

6.4.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКНС в соответствии с технологической инструкцией 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)	ЭМ-260.000.000.000.01 МП «Инструкция. Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260». Методика поверки» с изменением № 2, утв. ЗАО КИП «МЦЭ» 30.05.2019 МИ 3272-2010 «ГСИ. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» МИ 3313-2011 «ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»
Преобразователь давления измерительный SITRANS P серии 7MF модель DSIII (ФИФОЕИ № 66310-16)	МП 207.2-001-2016 «Преобразователи давления измерительные Sitrans P серии 7MF (модификации DSIII, P310, P410, LH100). Методика поверки с изменением № 1», утверждена ФГУП «ВНИИМС» 15.04.2019
Датчик давления серии AUTROL, модель АРТ3200 (ФИФОЕИ № 37667-13)	МИ 1997-89 «Рекомендация ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Термопреобразователь сопротивления взрывобезопасный с унифицированным выходным сигналом ТСМУ 9418 (ФИФОЕИ № 17627-98)	МП «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9313, ТСМУ 9313, ТСПУ 9418, ТСМУ 9418» ДДШ 2.821.971 МП, согласованной с УНИИМ письмом № 221/4-4904 от 18.12.2000 г.
Датчик температуры ТСПТ (ФИФОЕИ № 75208-19)	435-158-2019 МП «Датчики температуры ТСМТ, ТСПТ, ТСМТ Ех, ТСПТ Ех. Методика поверки», утверждена ФБУ «Тест-С.-Петербург» 28.02.2019 г.
Расходомер жидкости турбинный типа РТФ, модель РТФ-50 (ФИФОЕИ № 11735-06)	«ГСИ. Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 2004 «Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Рабочие эталоны. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 2004 «Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Инструкция по поверке», согласована с ФГУП «ВНИИР» 1992
Влагомер сырой нефти ВСН-2, модель ВСН-2-50-100-01 (ФИФОЕИ № 24604-12)	«Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 15.10.2012

Наименование СИ	Нормативные документы
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л») (ФИФОЕИ № 43239-15)	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»). Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 09 сентября 2014 г.

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

6.5.2 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 $\pm 0,25$ %.

6.5.3 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.1.29.2020.37857 по формуле

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

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

ΔW_B – 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} – массовой доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

ΔW_{mp} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

W_{mp} – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

6.5.3.2 Массовую долю воды в сырой нефти при измерении объемной доли воды, рассчитывают по формуле:

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

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

ρ_B^p – плотность пластовой воды в рабочих условиях, $кг/м^3$.

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

$$\Delta W_{\text{МВ}} = \pm \frac{\Delta W_{\text{ОВ}} \cdot \rho_{\text{В}}^{\text{П}}}{\rho_{\text{СН}}^{\text{П}}}, \quad (3)$$

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

При измерении объемной доли воды сырой нефти в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448 или ФР.1.31.2014.17851, пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти $\Delta W_{\text{МВ}}, \%$ определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{МВ}} = \frac{\Delta W_{\text{ВЛ}} \cdot \rho_{\text{В}}^{\text{СТ}}}{\rho_{\text{Н}}^{\text{СТ}} \cdot \left(1 - \frac{W}{100}\right) + \rho_{\text{В}}^{\text{лаб}} \cdot \frac{W}{100}}, \quad (4)$$

где $\Delta W_{\text{ВЛ}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения объемной доли воды в сырой нефти в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448 или по ФР.1.31.2014.17851, %.

При измерении объемной доли воды в лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, $\Delta W_{\text{ВЛ}}, \%$, определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{\delta_{\text{ОВ}} \cdot W_{\text{ОВ}}}{100}, \quad (5)$$

где $\delta_{\text{ОВ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти, принимаемые равными пределам допускаемой относительной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти в лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, %.

Плотность пластовой воды в рабочих условиях $\rho_{\text{В}}^{\text{П}}$, кг/м³, вычисляют по формуле:

$$\rho_{\text{В}}^{\text{П}} = \rho_{\text{В}}^{\text{лаб}} \cdot \frac{CTL_{\text{В}}(t_{\text{П}})}{CTL_{\text{В}}(t_{\text{лаб}})} \quad (6)$$

где $\rho_{\text{В}}^{\text{лаб}}$ – плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м³;
 $CTL_{\text{В}}(t_{\text{П}})$, – поправочные коэффициенты плотности от температуры, для температуры $t_{\text{П}}$ и $t_{\text{лаб}}$ соответственно;
 $t_{\text{П}}$ – температура сырой нефти в ИЛ при измерении массы сырой нефти с применением СРМ, °С;
 $t_{\text{лаб}}$ – температура в лаборатории, при которой проводится измерение плотности воды, °С.

Коэффициент $CTL_{\text{В}}(t)$ вычисляют по формуле:

$$CTL_{\text{В}}(t) = 1 - (1,8562 \cdot 10^{-4} + 1,2882 \cdot 10^{-5} \cdot B) \cdot \Delta t - (4,1151 \cdot 10^{-6} - 1,4464 \cdot 10^{-7} \cdot B) \cdot \Delta t^2 + (7,1926 \cdot 10^{-9} + 1,3085 \cdot 10^{-10} \cdot B) \cdot \Delta t^3 \quad (7)$$

где

$$B = \frac{\rho_{\text{В}}^{\text{лаб}} - 999,0}{7,2}, \quad (8)$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (9)$$

Примечание - При проведении расчетов по формулам (6) – (9) за значение t принимают $t_{\text{П}}$ и $t_{\text{лаб}}$ соответственно.

где $\rho_{\text{СН}}^{\text{П}}$ – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³, определяют по формуле:

$$\rho_{\text{СН}}^{\text{П}} = \rho_{\text{Н}}^{\text{П}} \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{ОВ}}}{100}\right) + \rho_{\text{В}}^{\text{П}} \cdot \frac{W_{\text{ОВ}}}{100} \quad (10)$$

где $\rho_{\text{Н}}^{\text{П}}$ – плотность обезвоженной дегазированной нефти в рабочих условиях, кг/м³, вычисленная согласно таблицам Р 50.2.076.

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

$$W_{\text{хс}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{СТ}}}, \quad (11)$$

где $\varphi_{\text{хс}}$ – концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³ (г/м³), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534.

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

$$\Delta W_{\text{рг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{СТ}}} \cdot 100, \quad (12)$$

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, %.

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

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{СТ}}}, \quad (13)$$

где $\Delta \varphi_{\text{хс}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³ (г/м³).

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (14)$$

где R – предел воспроизводимости методов определения параметров сырой нефти;

r – предел сходимости (повторяемости) методов определения показателей параметров сырой нефти.

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

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 % до 5 %	± 1,42 %;
свыше 5 % до 10 %	± 1,49 %;
свыше 10 % до 20 %	± 1,67 %;
свыше 20 % до 50 %	± 2,65 %;
свыше 50 % до 70 %	± 5,49 %;
свыше 70 % до 85 %	± 16,46 %;
свыше 85 % до 95 %	± 49,36 %.

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

от 0,03 % до 5 %	± 1,23 %;
свыше 5 % до 10 %	± 1,30 %;
свыше 10 % до 20 %	± 4,49 %;
свыше 20 % до 40 %	± 6,00 %.

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в испытательной (химико-аналитической) лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, не более, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти:

свыше 40 % до 50 %	± 40,90 %;
свыше 50 % до 70 %	± 76,54 %;
свыше 70 % до 85 %	± 186,17 %;
свыше 85 % до 95 %	± 624,82 %.

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 0,1 % до 5,0 %	± 0,45 %;
свыше 5 % до 10 %	± 0,46 %;
свыше 10 % до 20 %	± 0,87 %;
свыше 20 % до 50 %	± 1,35 %;
свыше 50 % до 70 %	± 2,76 %;
свыше 70 % до 85 %	± 6,59 %;
свыше 85 % до 95 %	± 13,17 %.

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 Северо-Каменская 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)

