



СИБИНТЕК

УТВЕРЖДАЮ

**Заместитель генерального директора
по АСУТП и метрологии
ООО ПК «СИБИНТЕК»**



В.В. Фурсов

2020 г.

Инструкция

**Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров
нефти сырой (СИКНС) УПСВ «Белозерская»
АО «Самаранефтегаз»**

Методика поверки

МП 16-1045-01-2020

**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 Белозерская АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), зав № 177794, 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	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 комплектной поверке на месте эксплуатации поверка проводится с применением рабочих эталонов 1-го, 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256 (далее – эталон единицы массового расхода жидкости 1 или 2 разряда.)

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

2.3 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 условия¹ в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

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 (далее – ИЛ).

Таблица 1 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти для каждой измерительной линии, т/ч	от 5 до 117
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в ней влагомером поточным ¹⁾ при содержании воды в сырой нефти, %, не более:	
от 0 до 5%	$\pm 1,44$
св. 5 до 10%	$\pm 1,51$
св. 10 до 20 %	$\pm 1,69$
св. 20 до 50 %	$\pm 2,65$
св. 50 до 70 %	$\pm 5,48$
св. 70 до 85 %	$\pm 16,39$
св. 85 до 95 %	$\pm 49,15$
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в испытательной (химико-аналитической) лаборатории по ФР.1.29.2016.25448 при содержании воды в сырой нефти, %, не более:	
от 0,03 до 5%	$\pm 1,26$
св. 5 до 10%	$\pm 1,32$
св. 10 до 20 %	$\pm 4,48$
св. 20 до 40 %	$\pm 5,98$
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в испытательной (химико-аналитической) лаборатории по ФР.1.31.2014.17851 при содержании воды в сырой нефти, %, не более:	
св. 40 до 50%	$\pm 40,74$
св. 50 до 70%	$\pm 76,22$
св. 70 до 85 %	$\pm 185,40$
св. 85 до 95 %	$\pm 622,21$

¹ при соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти лабораторным при содержании воды в сырой нефти, %, не более:	
от 0,1 до 5 %	$\pm 0,52$
св. 5 до 10%	$\pm 0,54$
св. 10 до 20 %	$\pm 0,91$
св. 20 до 50 %	$\pm 1,37$
св. 50 до 70 %	$\pm 2,76$
св. 70 до 85 %	$\pm 6,57$
св. 85 до 95 %	$\pm 13,12$
1) влагомер сырой нефти ВСН-2, модель ВСН-2-50-100-01	

Таблица 2 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С:	от -40 до +40
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	$(380 \pm 38) / (220 \pm 22)$
– частота переменного тока, Гц	50 ± 1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами:	сырая нефть
- избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0 до 4
- температура измеряемой среды, °С	от 0 до + 50
- кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с	от 1,25 до 30,00
- плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	от 800 до 1170
- объемная доля воды, %	от 0 до 95
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 300 до 36 000
- массовая доля механических примесей, %	от 0,01 до 0,20
- содержание свободного газа	не допускается

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

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 ПО контроллера измерительно-вычислительного «Summit» (далее – ИВК) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

6.3.1.1 Проверку номера версии и цифрового идентификатора ПО ИВК с идентификационными данными, указанными в описании типа на ИВК, проводят в следующей последовательности:

- перейти в подменю «System Information» главного меню ИВК;
- зафиксировать номер версии (FW Version) и контрольную сумму (FW Checksum) ПО контроллера, отображаемые в разделе «Main Program»;
- сравнить номер версия и контрольную сумму ПО с данными, представленными в таблице 3.

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

6.3.2 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 таблице 3, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	Summit8800 Main V0 40 3 0e.s19
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.40.0.3.0
Цифровой идентификатор ПО	0x168A3DAE
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32
Другие идентификационные данные	Summit 8800 Main Program

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

Определение метрологических характеристик СИКНС выполняется посредством проведения комплектной поверки на месте эксплуатации или поэлементной поверки всех СИ, входящих в состав СИКНС.

6.5.1 Определение метрологических характеристик при комплектной поверке на месте эксплуатации.

6.5.1.1 Проводят проверку наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на следующие СИ:

- преобразователь давления AUTROL, модель APT3200-G (регистрационный номер 37667-13);

- датчик давления серии AM-2000, модель TG (регистрационный номер 35035-14);

- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом УТС (регистрационный номер 47757-11);
- расходомер жидкости турбинный типа РТФ, модель РТФ-50 (регистрационный номер № 11735-06);
- влагомер сырой нефти ВСН-2, модель ВСН-2-50-100-01 (регистрационный номер 24604-12);
- датчик температуры ТСПТ (регистрационный номер 57176-14);
- контроллер измерительно-вычислительный «SUMMIT 8800» (регистрационный номер 65347-16).

Выше приведенные СИ на момент проведения поверки СИКНС должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ, таблица 5.

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.

6.5.1.2 Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы сырой нефти.

6.5.1.2.1 В состав СИКНС входят измерительные каналы (далее – ИК), определение метрологических характеристик которых может осуществляться комплектным способом при проведении поверки СИКНС.

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным способом поверки *

№ ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений (т/ч)	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1, 2	ИК массового расхода сырой нефти	2 (рабочая ИЛ, контрольно-резервная ИЛ)	Расходомер-счетчик массовый «OPTIMASS 6400С»	Контроллер измерительно-вычислительный «SUMMIT 8800»	от 5 до 117	$\pm 0,25 \%^{1)}$ (относительная)

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на рабочей ИЛ, и ИК массового расхода на контрольно-резервной ИЛ.

6.5.1.2.2 Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы сырой нефти проводят с применением эталона единицы массового расхода жидкости 1 или 2 разряда.

Для каждого ИК проводят измерения массы сырой нефти в трех точках: Q_{min} , $0,5Q_{max}$, Q_{max} . Число измерений в каждой точке не менее двух, при допускаемом отклонении установленного массового расхода Q_m от контрольных точек $\pm 3 \%$. На заданном массовом расходе Q_m производят измерение массы сырой нефти M_y . Относительную погрешность ИК при измерении массы сырой нефти, δ_m , %, определяют по формуле:

$$\delta_m = \frac{M_p - M_y}{M_y} \times 100 \quad (1)$$

где M_y – масса сырой нефти, измеренная эталоном единицы массового расхода жидкости 1 или 2 разряда, при установленном массовом расходе Q_m , т;
 M_p – масса сырой нефти, измеренная ИК, т.

6.5.1.2.3 Относительная погрешность ИК массового расхода на рабочей и контрольно-резервной ИЛ в диапазоне расхода не должна превышать $\pm 0,25\%$.

6.5.1.2.4 В случае невыполнения этого условия проводят калибровку «нулевой точки» и коэффициента коррекции расходомера-счетчика массового «OPTIMASS 6400С» (далее – СРМ), после чего повторно проводят операции по п.п. 6.5.1.2.2 и 6.5.1.2.3 настоящей методики поверки.

6.5.1.3 Результаты контроля метрологических характеристик считают положительными при выполнении следующих условий:

1. при получении положительных результатов по п. 6.5.1.1 настоящей методики поверки;
2. при получении положительных результатов по п. 6.5.1.2.

6.5.2 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС при поэлементной поверке.

6.5.2.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Таблица 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Расходомер-счетчик массовый OPTIMASS x400, модель OPTIMASS 6400С (ФИФОЕИ № 53804-13)	РТ-МП-6022-449-2019 «ГСИ. Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400. Методика поверки», утверждена ФБУ «Ростест-Москва» 03.06.2019 МИ 3288-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки комплектом компакт-прувера, преобразователя объемного расхода и поточного преобразователя плотности»
Преобразователь давления AUTROL, модель АРТ3200 (ФИФОЕИ № 37667-13)	МИ 1997-89 «Рекомендация ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Датчик давления серии АМ-2000 (ФИФОЕИ № 35035-14)	МЦКЛ.0132 МП «Датчики давления серии АМ2000. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ» 17.01.2014
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом УТС (ФИФОЕИ № 47757-11)	МП 47757-11, приведен в разделах 14, 15 Руководства по эксплуатации ДСВ 030-10 РЭ, утв. ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 12.05.2011
Расходомер жидкости турбинный типа РТФ, модель РТФ-50 (ФИФОЕИ № 11735-06)	«ГСИ. Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 2004 «Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Рабочие эталоны. Методика поверки», утв. 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», утв. ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 15.10.2012

Наименование СИ	Нормативные документы
Датчик температуры ТСПТ (ФИФОЕИ № 57176-14)	ГОСТ 8.461-2009 – для датчиков температуры ТСПТ, ТСМТ без измерительных преобразователей; МП РТ 2026-2013 «Датчики температуры КТХА, КТНН, КТХК, КТЖК, КТМК, КТХАЕх, КТНН Ех, КТХК Ех, КТЖК Ех, КТМК Ех с измерительными преобразователями. Датчики температуры ТСПТ, ТСМТ, ТСПТ Ех, ТСМТ Ех с измерительными преобразователями. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 27.02.2014
Контроллер измерительно-вычислительный «SUMMIT 8800» (ФИФОЕИ № 65347-16)	МП 2004/2-311229-2016 «Государственная система обеспечения единства измерений. Контроллеры измерительно-вычислительные SUMMIT 8800. Методика поверки», утверждена ООО Центр Метрологии «СТП» 20.04.2016

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.

6.5.2.2 Результаты контроля метрологических характеристик считают положительными при, если все СИ, входящие в состав СИКНС, имеют действующие свидетельства о поверке.

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 по формуле

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

где δ_{M_c} – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти ИК, %;

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, %;

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:

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

где $W_{\text{ОВ}}$ – объемная доля воды в сырой нефти, %;
 $\rho_{\text{В}}^{\text{Р}}$ – плотность пластовой воды в рабочих условиях, кг/м³.

Плотность пластовой воды в рабочих условиях вычисляют по формуле:

$$\rho_{\text{В}}^{\text{Р}} = \rho_{\text{В}}^{\text{Лаб}} \cdot \frac{\text{CTL}_{\text{В}}(t_{\text{Р}})}{\text{CTL}_{\text{В}}(t_{\text{Лаб}})} \quad (4)$$

где $\rho_{\text{В}}^{\text{Лаб}}$ – плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м³;
 $\text{CTL}_{\text{В}}(t_{\text{Р}})$,
 $\text{CTL}_{\text{В}}(t_{\text{Лаб}})$ – поправочные коэффициенты плотности от температуры, для
 температур $t_{\text{Р}}$ и $t_{\text{Лаб}}$ соответственно;
 $t_{\text{Р}}$ – 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 $\text{CTL}_{\text{В}}(t)$ вычисляют по формуле:

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

где

$$B = \frac{\rho_{\text{В}}^{\text{Лаб}} - 999,0}{7,2}, \quad (6)$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (7)$$

Примечание - При проведении расчетов по формулам (4) – (7) за значение t принимают $t_{\text{Р}}$ и $t_{\text{Лаб}}$ соответственно.

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

$$\rho_{\text{СН}}^{\text{Р}} = \rho_{\text{Н}}^{\text{Р}} \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{ОВ}}}{100}\right) + \rho_{\text{В}}^{\text{Р}} \cdot \frac{W_{\text{ОВ}}}{100} \quad (8)$$

где $\rho_{\text{Н}}^{\text{Р}}$ – 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:

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{Н}}^{\text{СТ}}}, \quad (9)$$

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 воды в сырой нефти $\Delta W_{\text{МВ}}$, %, при применении влагомера поточного (далее – ВП) или ВСН-Л-01 определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{МВ}} = \pm \frac{\Delta W_{\text{ОВ}} \cdot \rho_{\text{В}}^{\text{Р}}}{\rho_{\text{СН}}^{\text{Р}}}, \quad (10)$$

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, %.

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:

$$\Delta W_{\text{МВ}} = \frac{\Delta W_{\text{ВЛ}} \cdot \rho_{\text{В}}^{\text{СТ}}}{\rho_{\text{Н}}^{\text{СТ}} \cdot \left(1 - \frac{W}{100}\right) + \rho_{\text{В}}^{\text{Лаб}} \cdot \frac{W}{100}}, \quad (11)$$

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:

$$\Delta W_{\text{вл}} = \frac{\delta_{\text{ов}} \cdot W_{\text{ов}}}{100}, \quad (12)$$

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, %.

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

$$\Delta W_{\text{рг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}} \cdot 100, \quad (13)$$

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, %.

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

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}}, \quad (14)$$

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (15)$$

где R^2 – 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.

6.5.3.7 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 %	± 1,44 %;
св. 5 % до 10 %	± 1,51 %;
св. 10 % до 20 %	± 1,69 %;
св. 20 % до 50 %	± 2,65 %;
св. 50 % до 70 %	± 5,48 %;
св. 70 % до 85 %	± 16,39 %;
св. 85 % до 95 %	± 49,15 %.

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 5,0 %	± 1,26 %;
св. 5,0 % до 10 %	± 1,32 %;
св. 10 % до 20 %	± 4,48 %;
св. 20 % до 40 %	± 5,98 %.

² воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r

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:

св. 40 % до 50 %	$\pm 40,74 \%$;
св. 50 % до 70 %	$\pm 76,22 \%$;
св. 70 % до 85 %	$\pm 185,40 \%$;
св. 85 % до 95 %	$\pm 622,21 \%$.

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 %	$\pm 0,52 \%$;
св. 5 % до 10 %	$\pm 0,54 \%$;
св. 10 % до 20 %	$\pm 0,91 \%$;
св. 20 % до 50 %	$\pm 1,37 \%$;
св. 50 % до 70 %	$\pm 2,76 \%$;
св. 70 % до 85 %	$\pm 6,57 \%$;
св. 85 % до 95 %	$\pm 13,12 \%$.

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. Пломбирование средств измерений СИКНС проводится в соответствии с МИ 3002.

Приложение 1

(рекомендуемое)

Протокол № _____

поверки системы измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ Белозерская 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)

5.1 Определение метрологических характеристик СИКНС при комплектной поверке на месте эксплуатации (п. 6.5.1 МП):

5.1.1 Проверка наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на СИ (п. 6.5.1.1 МП):

Средство измерений	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

5.1.2 Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы сырой нефти проводят с применением эталона единицы массового расхода жидкости 1 или 2 разряда (п. 6.5.1.2 МП)

Тип расходомера _____

зав. № _____

Эталонная установка _____;

зав. № _____

Масса, т	Измерение	Показания расходомера по измеренной массе M_p , т	Показания поверочной установки M_y , т	Относительная погрешность расходомера δ_m , %
	1			
	2			
	1			
	2			
	1			
	2			

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

5.2 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС (при поэлементной поверке) (п. 6.5.2 МП)

Средство измерений	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти (п. 6.5.3 МП)

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

Заключение: система измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ Белозерская АО «Самаранефтегаз» признана (годной/не годной) _____ к дальнейшей эксплуатации.

Должность лица, проводившего поверку: _____

должность

подпись

Дата поверки: « ____ » _____ 20 ____