



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 на участке предварительной подготовки нефти
(Винно-Банновское месторождение)
АО «Самаранефтегаз»
Методика поверки

МП 16-1045-06-2020

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 на участке предварительной подготовки нефти (Винно-Банновское месторождение) АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), зав № 228, предназначенную для автоматизированного измерения массового расхода и массы сырой нефти, определения массы нетто сырой нефти при оперативном учете.

При поверке СИКНС на диапазоне, отличном от указанного в таблице 1 данной методики поверки (фактически обеспечиваемым), в свидетельстве о поверке на СИКНС указывается поддиапазон, на котором была произведена поверка СИКНС.

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 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)

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

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

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.

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 – ИЛ³).

Таблица 1 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода на каждой измерительной линии, т/ч	от 13 до 79
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 на участке предварительной подготовки нефти (Винно-Банновское месторождение) АО «Самаранефтегаз» прямым методом динамических измерений» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2020.38333).	

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, %	сырая нефть от 0,1 до 0,6 от + 10 до + 40 от 5,0 до 35,0 от 840 до 900 от 0 до 97 от 0 до 6400 от 0,0 до 0,5

² при соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

³ ИЛ 1 – рабочая ИЛ;

ИЛ 2 – контрольно-резервная ИЛ.

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С:	от - 40 до + 50
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	(380±38)/(220±22) 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	10
- содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - содержание свободного газа	от 1,0 до 14,0 отсутствует

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

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 оператора – «ОЗНА FLOW» (далее – АРМ) осуществляется в соответствии с руководством пользователя.

6.3.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного вычислителя УВП-280, мод. УВП-280Б.01 (далее – ИВК) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

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 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	ПО вычислителя УВП-280	ПО АРМ оператора СИКНС «ОЗНА-Flow»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.17	v 2.1
Цифровой идентификатор ПО	46E612D8	64C56178

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:

- датчик давления Метран-150, датчик разности давлений (регистрационный номер 32854-09);

- датчик давления Метран-150, датчик избыточного давления (регистрационный номер 32854-09);

- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (регистрационный номер 38548-08);

- влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-100 (регистрационный номер 24604-12);

- счетчик нефти турбинный МИГ, исполнение МИГ-32 (регистрационный номер 26776-08);

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 проводят с применением эталона единицы массового расхода жидкости 1 или 2 разряда.

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. Состав и основные метрологические характеристики ИК представлены в таблице 4.

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 (ИЛ 1, ИЛ 2)	Расходомер-счетчик массовый «Micro Motion», мод. CMF	Контроллер измерительно-вычислительный УВП-280, мод. УВП-280Б.01	от 13 до 79	$\pm 0,25\%$ ¹⁾ ($\pm 0,20\%$) ²⁾ (относительная)
1) Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 1, и ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве резервного;						
2) Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве контрольного.						

6.5.1.3 Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы сырой нефти.

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

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

Поверка СИКНС проводится в условиях эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке.

Для ИК на каждой ИЛ проводят измерения массы сырой нефти в трех точках, равномерно распределенных в диапазоне рабочего расхода. Число измерений в каждой точке не менее трех, при допустимом отклонении установленного массового расхода от контрольных точек $\pm 3\%$.

Относительную погрешность измерений при измерении массы сырой нефти δM_c , %, определяют по формуле:

$$\delta M_c = \frac{M_{ик} - M_3}{M_3} \times 100 \quad (1)$$

где M_3 – масса сырой нефти, измеренная эталоном единицы массового расхода жидкости 1 или 2 разряда, т;

$M_{ик}$ – масса сырой нефти, измеренная ИК, т.

6.5.1.3.2 Относительная погрешность ИК массового расхода на ИЛ 1 в диапазоне расхода не должна превышать $\pm 0,25\%$, относительная погрешность ИК на ИЛ 2 в точке расхода не должна превышать $\pm 0,20\%$.

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.

⁴ В расчетах, при использовании ИК массового расхода на контрольно-резервной ИЛ в качестве резервного, значение относительной погрешности ИК массового расхода принимают равным $\pm 0,25\%$

Таблица 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion, мод. CMF (ФИФОЕИ № 45115-10)	МИ 3272-2010 «Счетчики расходомеры массовые». Методика поверки на месте эксплуатации компактпрувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» «Рекомендация. ГСИ. Счетчики расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки », утверждена ВНИИМС 25.07.2010 г».
Датчик давления Метран-150, датчик избыточного давления (ФИФОЕИ № 32854-09)	МИ 4212-012-2006 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки, утверждена ФГУП «ВНИИМС» 03.10.2006 г».
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (ФИФОЕИ № 38548-08)	МИ 4211-018-2008 «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700. Методика поверки», согласована ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», июнь 2008г
Счетчики нефти турбинные МИГ, исполнение МИГ-32 (ФИФОЕИ № 26776-08)	БН.10-02РЭ (раздел «Методика поверки»), согласован ГЦИ СИ ВНИИР в декабре 2003 г
Датчик давления Метран-150, датчик разности давлений (ФИФОЕИ № 32854-09)	МИ 4212-012-2006 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утверждена ФГУП «ВНИИМС» 03.10.2006 г.
Вычислитель УВП-280, мод. УВП-280Б.01 (ФИФОЕИ № 53503-13)	КГПШ 407374.001МП «Вычислители УВП-280. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.12.2012 г.
Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-100 (ФИФОЕИ № 24604-12)	«Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 15.10.2012

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

6.5.2.2 Определение относительной погрешности 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 Micro Motion, мод. CMF (далее – СРМ).

Относительная погрешность СРМ на ИЛ 1 в диапазоне расхода не должна превышать $\pm 0,25$ %, относительная погрешность СРМ на ИЛ 2 в точке расхода не должна превышать $\pm 0,20$ %.

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 методикой измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сырой нефти. Методика измерений системой количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти (Винно-Банновское месторождение) АО «Самаранефтегаз» прямым методом динамических измерений» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2020.38333) по формуле

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

- где δM_c – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти ИК (или СРМ⁵), %;
- 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:

$$W_{MB} = \frac{W_{OB} \cdot \rho_B^p}{\rho_{CH}^p}, \quad (3)$$

- где W_{OB} – объемная доля воды в сырой нефти, %;
- ρ_B^p – плотность пластовой воды в рабочих условиях, кг/м³

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти ΔW_{MB} , %, при применении влагомера поточного⁶ (далее – ВП) или ВСН-Л-01 определяют по формуле:

$$\Delta W_{MB} = \pm \frac{\Delta W_{OB} \cdot \rho_B^p}{\rho_{CH}^p}, \quad (4)$$

- где ΔW_{OB} – 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 ΔW_{MB} , % определяют по формуле:

$$\Delta W_{MB} = \frac{\Delta W_{ВЛ} \cdot \rho_B^{СТ}}{\rho_H^{СТ} \cdot \left(1 - \frac{W}{100}\right) + \rho_B^{лаб} \cdot \frac{W}{100}}, \quad (5)$$

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

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

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{\delta_{OB} \cdot W_{OB}}{100}, \quad (6)$$

- где δ_{OB} – 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 ρ_B^p , кг/м³, вычисляют по формуле:

$$\rho_B^p = \rho_B^{лаб} \cdot \frac{CTL_B(t_p)}{CTL_B(t_{лаб})} \quad (7)$$

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

⁵ при поэлементной поверке

⁶ Влагомер сырой нефти ВСН-2, модель ВСН-2-50-100

- $CTL_B(t_p)$, – поправочные коэффициенты плотности от температуры, для температуры t_p и $t_{лаб}$ соответственно;
 $CTL_B(t_{лаб})$ – 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 $CTL_B(t)$ вычисляют по формуле:

$$CTL_B(t) = 1 - (1,8562 \cdot 10^{-4} + 1,2882 \cdot 10^{-5} \cdot B) \cdot \Delta t - (4,1151 \cdot 10^{-6} - 1,4464 \cdot 10^{-7} \cdot B) \cdot \Delta t^2 + (7,1926 \cdot 10^{-9} + 1,3085 \cdot 10^{-10} \cdot B) \cdot \Delta t^3 \quad (8)$$

где

$$B = \frac{\rho_{в}^{лаб} - 999,0}{7,2}, \quad (9)$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (10)$$

Примечание - При проведении расчетов по формулам (7) – (10) за значение t принимают t_p и $t_{лаб}$ соответственно.

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

$$\rho_{сн}^p = \rho_n^p \cdot \left(1 - \frac{W_{ов}}{100}\right) + \rho_v^p \cdot \frac{W_{ов}}{100} \quad (11)$$

где ρ_n^p – 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 $W_{хс}$, %, вычисляют по формуле:

$$W_{хс} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{хс}}{\rho_n^{ст}}, \quad (12)$$

где $\varphi_{хс}$ – 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 $\Delta W_{рг}$, %, определяют по формуле:

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

где $\Delta V_{рг}$ – 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 $\Delta W_{хс}$, %, вычисляют по формуле:

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

где $\Delta \varphi_{хс}$ – 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 – 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.

6.5.3.6 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, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти:

от 0 % до 5 %	± 1,34 %;
свыше 5 % до 10 %	± 1,42 %;
свыше 10 % до 20 %	± 1,59 %;
свыше 20 % до 50 %	± 2,51 %;
свыше 50 % до 70 %	± 5,20 %;
свыше 70 % до 85 %	± 15,57%;
свыше 85 % до 97 %	± 77,83 %.

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

от 0,03 до 5,00 %	± 1,18 %;
свыше 5 до 10 %	± 1,24 %;
свыше 10 до 20 %	± 4,27 %;
свыше 20 до 40 %	± 5,70 %.

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

от 40 до 50 %	± 38,80 %;
свыше 50 до 70 %	± 72,52 %;
свыше 70 до 80 %	± 176,26 %;
свыше 80 до 95 %	± 591,28 %.

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

от 0,1 % до 5 %	± 0,43 %;
свыше 5 % до 10 %	± 0,45 %;
свыше 10 % до 20 %	± 0,83 %;
свыше 20 % до 50 %	± 1,28 %;
свыше 50 % до 70 %	± 2,61 %;
свыше 70 % до 85 %	± 6,24 %;
свыше 85 % до 97 %	± 15,57 %.

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

Приложение 1

(рекомендуемое)

Протокол № _____

поверки системы измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти
(Винно-Банновское месторождение) 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)

