

УТВЕРЖДАЮ

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

 М.М. Чухланцева

« 25 » 10 2019 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и параметров нефти сырой на установке
предварительного сброса воды № 2 Западно-Полуденного нефтяного
месторождения АО «Томскнефть» ВНК**

Методика поверки

МП 385-19

Томск
2019

Содержание

1 Общие положения.....	3
2 Операции поверки	3
3 Средства поверки.....	4
4 Требования к квалификации поверителей	4
5 Требования безопасности	4
6 Условия поверки	4
7 Подготовка к поверке.....	5
8 Проведение поверки и обработка результатов измерений	5
9 Оформление результатов поверки	8

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 2 Западно-Полуденного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК (далее - СИКНС) и устанавливает методы и средства ее первичной и периодической поверок.

1.2 Первичную поверку СИКНС выполняют перед вводом в эксплуатацию или после ремонта (замены) средств измерений, входящих в состав СИКНС и влияющих на метрологические характеристики. Периодическую поверку СИКНС выполняют в процессе эксплуатации через установленный интервал между поверками.

1.3 Интервал между поверками СИКНС – 1 год.

1.4 СИКНС подвергают поэлементной поверке. Средства измерений, входящие в состав СИКНС, поверяют согласно утвержденным методикам поверки. Если очередной срок поверки средства измерений (СИ) наступает до очередного срока поверки СИКНС, поверяется только это СИ и поверка СИКНС в целом не проводится.

1.5 В случае непригодности средств измерений СИКНС, допускается их замена на однотипные (с тем же регистрационным номером в ФИФОЕИ), прошедшие поверку, с аналогичными метрологическими характеристиками. Замена оформляется актом.

1.6 В случае неисправности компонентов СИКНС их направляют в ремонт. При этом на время ремонта допускается использовать однотипные средства измерений, прошедшие поверку. После ремонта выполняют поверку каждого отказавшего СИ, установленного на линиях, при этом поверка СИКНС в целом не проводится. В случае ремонта ИВК выполняют поверку СИКНС в целом.

1.7 В тексте приняты следующие сокращения и обозначения:

АРМ оператора	– автоматизированное рабочее место;
ИВК	– измерительно-вычислительный комплекс МикроТЭК-09-ХХ-МК;
КМХ	– контроль метрологических характеристик;
МП	– методика поверки;
ПО	– программное обеспечение;
СИ	– средство измерений;
СИКНС	– система измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 2 Западно-Полуденного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК;
БИК	– блок измерений показателей качества нефти;
БИЛ	– блок измерительных линий
СОИ	– система обработки информации;
ФИФОЕИ	– Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

2 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- внешний осмотр;
- опробование;
- проверка идентификации и защиты ПО;
- определение метрологических характеристик.

Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку прекращают.

3 Средства поверки

3.1 При проведении поверки применяют основные средства поверки, перечень которых приведен в таблице 1. Допускается использовать аналогичные средства поверки, обеспечивающие проверку метрологических и технических характеристик СИКНС с требуемой точностью.

3.2 Средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в ФИФОЕИ и иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

3.3 При проведении поверки средств измерений, входящих в состав СИКНС, применяют средства поверки, указанные в МП соответствующих СИ.

3.4 При проведении поверки средств измерений, входящих в состав СИКНС, применяют средства поверки, указанные в документах на поверку средств измерений.

Таблица 1 – Средства поверки

Наименование средства поверки	Метрологические характеристики	
	диапазон измерений	погрешность
Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256 (установка трубопоршневая поверочная двунаправленная)	верхний предел измерения расхода 160 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,05 \%$
Примечания: 1) В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: δ – относительная погрешность измерений. 2) Допускается использовать аналогичные средства поверки, обеспечивающие проверку метрологических характеристик СИКНС с требуемой точностью		

4 Требования к квалификации поверителей

Поверка СИКНС должна выполняться специалистами, имеющими группу допуска по электробезопасности не ниже второй, удостоверение на право работы на электроустановках до 1000 В, прошедшими инструктаж по охране труда на рабочем месте, изучившими эксплуатационную документацию на СИКНС, её составные части и настоящую методику поверки.

5 Требования безопасности

5.1 При проведении поверки должны выполняться требования действующих документов: «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности», «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, указанные в эксплуатационной документации на средства поверки, СИКНС, средства измерений и оборудование, входящие в состав СИКНС.

6 Условия поверки

6.1 Поверку выполняют в рабочих условиях эксплуатации СИКНС:

– температура окружающей среды для СИ в составе БИЛ, БИК, °С

от плюс 5 до плюс 30;

– температура окружающей среды для СИ в составе СОИ, °С от плюс 10 до плюс 30;

- относительная влажность воздуха, %, не более
- атмосферное давление, кПа

90;
от 84 до 106.

6.2 Параметры и показатели сырой нефти на месте эксплуатации СИКНС должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКНС и документе «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 2 Западно-Полуденного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК».

7 Подготовка к поверке

- 7.1 На поверку СИКНС представляют следующие документы:
- свидетельство о предыдущей поверке СИКНС (при выполнении периодической поверки);
 - описание типа СИКНС;
 - инструкция по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 2 Западно-Полуденного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК (инструкция по эксплуатации);
 - ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 2 Западно-Полуденного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК (методика измерений);
 - эксплуатационная документация на средства измерений, входящие в состав СИКНС.

7.2 Перед выполнением операций поверки необходимо изучить настоящий документ, эксплуатационную документацию наверяемую СИКНС и ее компоненты.

7.3 Непосредственно перед выполнением поверки необходимо подготовить средства поверки к работе в соответствии с их эксплуатационной документацией.

8 Проведение поверки и обработка результатов измерений

8.1 Рассмотрение документации

- 8.1.1 При рассмотрении документации проверяют, что:
- комплектность документации на СИКНС соответствует перечню, указанному в 7.1 настоящей МП;
 - все средства измерений, входящие в состав СИКНС, и средства поверки имеют действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

Результаты проверки положительные, если документация в наличии, средства поверки имеют документально подтвержденную пригодность для использования в операциях поверки, все средства измерений СИКНС имеют действующие свидетельства и (или) знаки поверки.

8.2 Внешний осмотр

8.2.1 При внешнем осмотре проверяют соответствие СИКНС следующим требованиям:

- на компонентах СИКНС не должно быть загрязнений, механических повреждений, дефектов покрытия, непрочности крепления разъемов и других элементов, присутствия следов коррозии, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть четкими и соответствовать технической документации.

Результаты проверки положительные, если выполняются вышеперечисленные требования. При оперативном устранении пользователем СИКНС недостатков, замеченных при внешнем осмотре, поверка продолжается по следующим операциям.

8.3 Проверка условий эксплуатации СИКНС

8.3.1 Проверку условий эксплуатации компонентов СИКНС, установленных в БИЛ, БИК и СОИ, проводят сравнением фактических условий применения с рабочими условиями эксплуатации, приведёнными в 6.1 настоящей МП и документации на СИКНС.

8.3.2 Проверяют, что фактические значения параметров сырой нефти, отображаемые на компьютере АРМ оператора и дисплее ИВК, находятся в диапазонах изменений, указанных в описании типа СИКНС и методике измерений.

Результаты проверки положительные, если фактические условия эксплуатации СИКНС, параметры и показатели сырой нефти соответствуют значениям, приведенным в 6.1 настоящей МП, описанию типа СИКНС и методике измерений.

8.4 Опробование

8.4.1 Опробование СИКНС проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС. Проверяют правильность выполнения следующих функций:

- отображение текущих значений технологических и учетных параметров сырой нефти;

- выполнение КМХ преобразователей массового расхода по контрольному преобразователю массового расхода (допускается не проводить при наличии протоколов предыдущих проверок);

- формирование, хранение и вывод на печать протоколов контроля метрологических характеристик;

- запись и хранение архивов;

- регистрация событий в журнале.

Результаты проверки положительные, если выполняются вышеперечисленные функции, на АРМ оператора отображаются текущие и архивные значения технологических и учетных параметров сырой нефти, формируются протоколы и отчеты.

8.5 Подтверждение соответствия программного обеспечения

8.5.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

8.5.2 Проверку идентификационных данных ПО ИВК проводят в процессе функционирования СИКНС в соответствии с руководством по эксплуатации ИВК. К идентификационным данным ПО ИВК относятся:

- идентификационное наименование ПО;

- номер версии ПО;

- значения цифровых идентификаторов метрологически значимой части ПО ИВК.

Идентификационные данные ПО ИВК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	«МикроТЭК-МК»	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3868	
Цифровой идентификатор ПО	номер версии подсистемы ПО	значение цифрового идентификатора подсистемы ПО
	2.3083	6E1212FB054D3645ABC1B2A8B1E54D7A (mathRawOil.mdll)
	2.3083	12387F99835A1B74C69986719D3A58F5 (mathCommercialOil.mdll)
	2.3083	04793482857F9248A099E084846CB277

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
		(mathWater.mdll)
	2.3083	2C317A5117704DAA0645548916CDE671 (mathSHFLU.mdll)
	2.3083	AF2A989D899E426D2C62BF911597A191 (mathOilGas.mdll)
	2.3083	3093318E3A287EFA8F3D3A36B6FEE485 (mathNaturalGas.mdll)
	2.3083	7BD2EADDFC8D75796CB65F99DE5FB7F A (mathNitrogen.mdll)
	2.3083	F1F2BE3E82E9144876E7F99424E21ECE (mathAir.mdll)
	2.3083	4A81742D5B15074BE60FD9DABD3FD3AE (mathSarasotaFD960.mdll)
	2.3083	204BFDBA4DCDB72D36CEF8672C9AFC0 9 (mathSolartron7835.mdll)
	2.3083	768884A0DB93F585C712E4BF5101692A (mathTransforms.mdll)
	2.3083	67F1F9338F566D5040E345FC98961772 (mathKmxRawOil.mdll)
	2.3083	E1154DE1DD8A7FC6209ABA0662D67391 (mathHC.mdll)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

Результаты проверки положительные, если наименование, номер версии и значения цифровых идентификаторов метрологически значимой части ПО ИВК соответствуют данным, указанным в таблице 2 настоящей МП.

8.6 Определение метрологических характеристик

8.6.1 Метрологические характеристики основных СИ, входящих в состав СИКНС, определяют в соответствии с документами на поверку, приведёнными в таблице 3.

Таблица 3 – Документы на поверку средств измерений СИКНС

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в ФИФОЕИ	Наименование методики поверки средства измерений
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400	53804-13	РТ-МП-6022-449-2019 ГСИ. Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400. Методика поверки; МИ 3288-2010 ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки комплектом компакт-прувера, преобразователя объемного расхода и поточного преобразователя плотности
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16	НКГЖ.406233.028МП Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в ФИФОЕИ	Наименование методики поверки средства измерений
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	50519-17	МП 207.1-009-2017 Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304. Методика поверки с изменением № 1, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» 17.03.2017
Влагомер поточный ВСН-АТ	62863-15	МП 0310-6-2015 Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ. Методика поверки
Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК	44582-16	ОФТ.20.148.00.00.00 МП1 ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные МикроТЭК. Методика поверки (с изменением № 1), утвержденной ФБУ «Томский ЦСМ» 05.10.2017

8.6.2 СИКНС обеспечивает нормированные в описании типа метрологические характеристики при использовании поверенных средств измерений, входящих в её состав, соблюдении рабочих условий эксплуатации СИКНС и требований, приведенных в методике измерений.

Метрологические характеристики СИКНС определяют расчётно-экспериментальным способом. Метрологические характеристики средств измерений, входящих в состав СИКНС, определяют по описаниям типа. Методика расчета относительных погрешностей измерений массы и массы нетто сырой нефти приведена в документе «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на установке предварительного сброса воды № 2 Западно-Полуденного нефтяного месторождения АО «Томскнефть» ВНК».

Допускается не проводить расчет метрологических характеристик СИКНС при условии, что выполняются операции поверки, приведённые в 8.1 и 8.3 настоящей МП.

Результаты проверки положительные, если относительная погрешность измерений массы сырой нефти находится в допускаемых пределах, приведённых в таблице 4.

Таблица 4 – Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы

Содержание воды в сырой нефти, объемная доля, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %
от 0 до 5 % включ.	±0,25	±0,35
Св. 5 до 10 % включ.		±0,40

9 Оформление результатов поверки

9.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

9.2 При положительных результатах поверки СИКНС оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». Знак поверки наносят на свидетельство о поверке.

9.3 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускается и выписывается извещение о непригодности, согласно Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».