

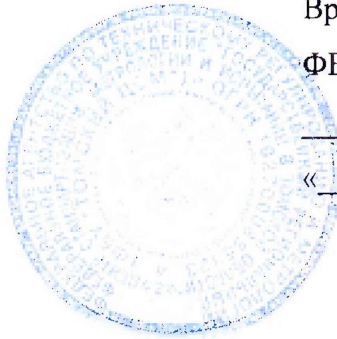
УТВЕРЖДАЮ

Временно и.о. директора

ФБУ «Томский ЦСМ»

 Л.Н. Павлова

« 22 » 11 2017 г.



**Государственная система обеспечения единства измерений**

**Система измерений количества и параметров нефти сырой на центральном  
пункте сбора нефти Вахского нефтяного месторождения  
ОАО «Томскнефть» ВНК**

**Методика поверки**

**МП 234-17**

г. Томск  
2017 г.

## 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	5
9	Оформление результатов поверки	9

## 1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора нефти Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК (далее – СИКНС) и устанавливает методы и средства её 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, 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 случае замены ИВК, компьютера АРМ оператора, при обновлении и расширении функций ПО «МикроТЭК-09» проводят анализ изменений. Если внесённые изменения влияют на метрологически значимую часть программного обеспечения СИКНС, то проводят испытания СИКНС в целях утверждения типа в части вносимых изменений.

1.8 В тексте приняты следующие сокращения:

АРМ оператора	– автоматизированное рабочее место;
ИВК	– измерительно-вычислительный комплекс МикроТЭК-09-ХХ-ТН;
КМХ	– контроль метрологических характеристик;
МП	– методика поверки;
ПО	– программное обеспечение;
СИ	– средство измерений;
СИКНС	– система измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора нефти Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК;
БИК	– блок измерений показателей качества нефти;
БИЛ	– блок измерительных линий
СОИ	– система обработки информации;
ФИФ ОЕИ	– Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

## 2 Операции поверки

2.1 При проведении поверки СИКНС выполняют следующие операции:

- рассмотрение документации;
- внешний осмотр;
- проверка условий эксплуатации СИКНС;
- опробование;
- подтверждение соответствия программного обеспечения;
- проверка метрологических характеристик СИКНС.

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получены отрицательные результаты, дальнейшую поверку не проводят.

### 3 Средства поверки

3.1 Рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002 с верхним пределом измерений расхода 500 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема ±0,05 % (установка трубопоршневая поверочная двунаправленная, рег. № 12888-99).

3.2 Термогигрометр ИВА-6А-Д, метрологические характеристики: диапазон измерений температуры от 0 до плюс 60 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры ±0,3 °С, диапазон измерений влажности от 0 до 98 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений влажности ±3 %, диапазон измерений атмосферного давления от 86 до 106 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления ±2,5 кПа.

3.3 Допускается использовать аналогичные средства поверки, обеспечивающие проверку метрологических и технических характеристик СИКНС с требуемой точностью.

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

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

### 4 Требования к квалификации поверителей

4.1 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».

5.2 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 СИ в составе БИЛ, БИК, °С от плюс 5 до плюс 50;
- температура окружающей среды СИ в составе СОИ, °С от плюс 5 до плюс 30;
- верхнее значение относительной влажности воздуха без конденсации влаги, %, не более 95;
- атмосферное давление, кПа 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

«Инструкция. ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК».

## **7 Подготовка к поверке**

7.1 На поверку СИКНС должны быть представлены следующие документы:

– Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора нефти Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК;

– ОФТ.20.1011.00.00.00 РО1 «Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-09-ХХ-ТН. Руководство оператора» (руководство оператора)

– Инструкция. ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора Вахского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК»;

– свидетельство о предыдущей поверке СИКНС (при периодической поверке);

– документы, подтверждающие поверку средств измерений, входящих в состав СИКНС, по методикам поверки, указанным в таблице 2;

– описание типа СИКНС;

– эксплуатационная документация на средства измерений, входящие в состав СИКНС.

7.2 Перед выполнением операций поверки необходимо изучить настоящий документ, эксплуатационную документацию на поверяемую СИКНС и её компоненты.

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

## **8 Проведение поверки**

### **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, приведенными 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, описании типа СИКНС и методике измерений.

#### 8.4 Опробование

8.4.1 Опробование СИКНС проводят в соответствии с руководством оператора и 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 вышперечисленные 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

8.5.1.1 Проверку идентификационных данных ПО ИВК проводят в процессе функционирования СИКНС согласно 7.5 ОФТ.20.1011.00.00.00 МП «Комплексы измерительно-вычислительные МикроТЭК-09. Методика поверки».

Идентификационные данные ПО ИВК приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	«МикроТЭК-09»	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1747	
Цифровой идентификатор ПО	номер версии подсистемы ПО	значение цифрового идентификатора подсистемы ПО
	1.757	AF11667CD939F70C2AACEA2837FC3587 (mathSarasotaFD960.mdll)
	1.757	A4497D2234B7A0FE257739D3B4AA2005 (mathSolartron7835.mdll)
	1.757	13DA4AFE2991695791DAB25ACD65B6CD (mathTransforms.mdll)
	1.757	5AFF2325058B355AA3B322DA8D681519 (mathRawOil.mdll)
	1.1747	A11709D9D03D975659672CC96759675A (mathCommercialOil.mdll)
	1.757	02DC49B1E0F7507771FC067108C30364 (mathHC.mdll)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

8.5.1.2 Проверку идентификационного наименования и номера версии ПО ИВК проводят сравнением данных, приведённых в 8.5.1.1 настоящей МП и отображаемых в верхнем правом углу главного окна дисплея ИВК (рисунок 1).

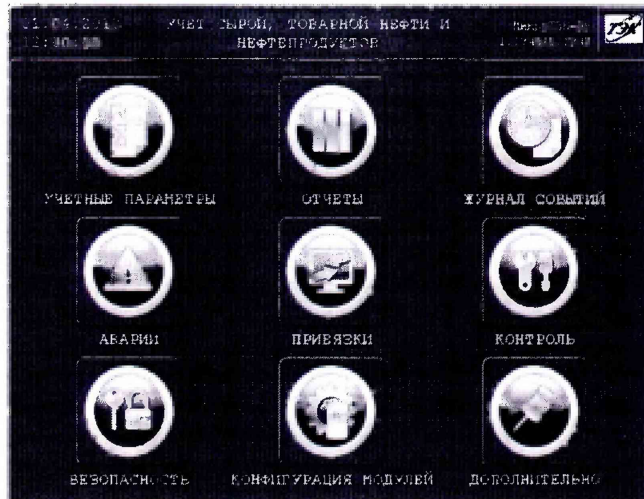


Рисунок 1 – Идентификационные данные ПО

8.5.1.3 Проверку цифровых идентификаторов метрологически значимой части ПО ИВК проводят по команде пользователя. Для этого открывают последовательно окна «Дополнительно» и «Идентификация ПО». Проверяют, что сгенерированные значения цифровых идентификаторов метрологически значимой части ПО ИВК (рисунок 2) соответствуют значениям, приведенным в таблице 1.

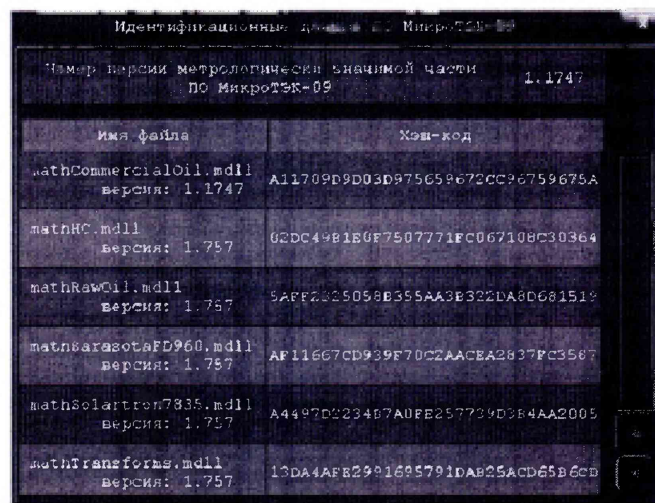


Рисунок 2 – Окно «Идентификационные данные ПО МикроТЭК-09»

Результаты проверки положительные, если наименование, номер версии и значения цифровых идентификаторов метрологически значимой части ПО ИВК соответствуют данным, указанным в 8.5.1.1 настоящей МП.

## 8.5.2 Проверка защиты ПО ИВК и данных

8.5.2.1 Проверку защиты ПО ИВК и данных от преднамеренных и непреднамеренных изменений на программном уровне проводят проверкой наличия и правильности функционирования:

- алгоритма авторизации пользователей ПО ИВК (отсутствие доступа к выполнению функций и данным при вводе неверного пароля);
- средств обнаружения и фиксации событий (отображение сообщений в журнале).

Результаты проверки положительные, если осуществляется авторизованный доступ к выполнению функций ПО ИВК и данным, в журнале фиксируются события.

8.5.2.2 Проверку защиты ПО ИВК от несанкционированного доступа на аппаратном уровне проводят проверкой ограничения доступа к запоминающим устройствам СИКНС и наличия средств механической защиты – замков на дверях шкафов, в которых установлены компоненты СИКНС.

Результаты проверки положительные, если защита программного обеспечения и данных обеспечивается конструкцией СИКНС, на дверях шкафов имеются замки.

## 8.6 Проверка метрологических характеристик СИКНС

8.6.1 Проверку средств измерений, входящих в состав СИКНС, проводят в соответствии с документами, приведёнными в таблице 2.

Таблица 2 – Методики поверки средств измерений СИКНС

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в ФИФ ОЕИ	Наименование методики поверки средства измерений
Расходомеры массовые Promass	15201-11	ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки
Преобразователи давления измерительные ЕА	14495-09	МИ 2596-2000 ГСИ. Преобразователи давления измерительные ЕА. Методика поверки
Преобразователи температуры Метран-280	23410-08	МИ 280.01.00-2006 ГСИ. Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех. Методика поверки
Манометры избыточного давления показывающие МП-У	10135-15	МИ 2124-90 ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки
Термометры биметаллические показывающие	46078-11	Термометры биметаллические. Методика поверки. Раздел руководства по эксплуатации 4И2.820.008РЭ
Влагомер сырой нефти ВСН-АТ	42678-09	МП 42678-09 Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ. Методика поверки
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270	21968-11	Раздел 3.4 руководства по эксплуатации 271.01.00.000 РЭ
Счетчик турбинный НОРД-М	5638-02	МИ 2827-2003. Рекомендация ГСИ. Преобразователи расхода турбинные счетчиков жидкости МИГ и НОРД-М. Методика поверки. МИ 1974-2004. Рекомендация ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки. Раздел «Поверка блока» руководства по эксплуатации VEGA-03. 407.213.00.00.000 РЭ. МИ 2035-95. Рекомендация ГСИ. Центральные блоки обработки и индикации данных,



		суммирующие и вторичные приборы турбинных преобразователей расхода, входящих в состав узлов учета нефти. Методика поверки
Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-09-ХХ-ТН	55487-13	ОФТ.20.1011.00.00.00 МП Комплексы измерительно-вычислительные МикроТЭК-09. Методика поверки

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 «Инструкция. ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на центральном пункте сбора Вахского нефтяного месторождения ОАО «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 находится в допустимых пределах:

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти составляют  $\pm 0,25$  %;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти составляют  $\pm 0,35$  %.

## **9 Оформление результатов поверки**

9.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

9.2 При положительных результатах поверки СИКНС оформляют свидетельство о поверке с нанесением на него знака поверки.

9.3 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускается и выписывается извещение о непригодности.